

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIMI
Facultad de
Ingeniería Mecánica
e Industrial

Departamento de Industrial

TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Aplicación de un procedimiento para la gestión de riesgos en el proceso de distribución de energía en la empresa eléctrica de Villa Clara

Autores: Mirtha María García Monteagudo

Tutores: Dra.C Tatiana Escoriza Martínez

MSc. Ing. Osleni Antonio Alba Betancourt

Santa Clara , Junio, 2018
Copyright©UCLV

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

Atribución- No Comercial- Compartir Igual



Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

Pensamiento

Así como el oro debe pasar por el fuego para ser purificado, los seres humanos necesitamos pruebas para pulir nuestro carácter. Lo más importante es como reaccionamos frente a ellas.

Dedicatoria

A Osleni, mi esposo por su apoyo incondicional y por estar siempre presente en mi vida durante todo este tiempo.

A mis abuelos por su apoyo incondicional durante mis años de vida.

A mi bebé que está por nacer.

Agradecimientos

A toda mi familia por su preocupación en el progreso de mi carrera.

A mi esposo por su amor, confianza y comprensión.

A la familia a la cual me incluí el día que me uní a mi esposo; Reina, Chago, Osbel, Mayita y Lesli.

A mi tutora Tatiana por brindarme sus conocimientos y su tiempo.

A los profesores, por su profesionalidad y por su entrega.

A todas aquellas personas que de una forma u otra contribuyeron a hacer realidad mi sueño.

A la vida por conocer personas tan maravillosas, por darme tantas y tantas ilusiones y por permitirme cada día ser mejor persona.

A todos mis más sinceros agradecimientos.

Resumen

La presente investigación se realiza en la Empresa Eléctrica de Villa Clara, con el objetivo de aplicar un procedimiento para la gestión de riesgos en el proceso de distribución de energía eléctrica, que contribuya a detectar, evaluar y prevenir las fallas y sus efectos en la calidad del servicio. Para el cumplimiento de este objetivo se utilizan técnicas como revisión bibliográfica, revisión de documentos, consulta a especialistas, observación directa, método de expertos, Análisis Modal de Fallos y Efectos, entre otras. Se realiza una revisión bibliográfica sobre la gestión de riesgos, y se selecciona el procedimiento de (Escoriza Martínez, 2010), el cual es aplicado al proceso de servicio luego de haber realizado un diagnóstico de la situación actual de la organización. Como principales resultados se identificaron los posibles modos de fallos que pueden existir durante la realización del proceso que tiene como elemento clave el transformador y sobre el cual gira la investigación, para los cuales se realizó una propuesta de mejora.

Summary

The present investigation is carried out in the Electric Company of Villa Clara, with the objective of applying to a procedure for risk management in the electric power distribution process, which contributes to detect, and prevent failures and their effects on quality from service. For the fulfillment of this objective, techniques are used such as bibliographic review, review of documents, consultation of specialists, direct observation, expert method, Modal Analysis of Failures and Effects, among others. A bibliographic review on risk management was carried out, and the procedure of (Escoriza Martínez, 2010) was selected, which has been applied to the service process after having made a diagnosis of the current situation of the organization. The main results were identified in the examples that exist in the realization of the process that has as a key element the transformer and in which the research revolves, for which an improvement proposal was made.

Índice

Introducción.....	1
CAPÍTULO I. ANÁLISIS DEL MARCO TEÓRICO REFERENCIAL DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
1.1 Gestión de Riesgos.....	6
1.2 Identificación, análisis y control del riesgo	8
1.3 Procedimientos, técnicas y herramientas para la Gestión de Riesgos	9
1.3.1 Herramientas para la gestión de riesgos	10
1.4 Base legal y reglamentaria para la Gestión de Riesgos en Cuba	14
1.5 Gestión de Riesgos en el proceso de distribución de energía eléctrica. ..	15
1.6 Conclusiones parciales	16
CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.	17
2.1 Caracterización de la UEB Empresa Eléctrica de Villa Clara.....	17
2.2 Caracterización del proceso de distribución de energía eléctrica	18
2.2.1 El transformador eléctrico.....	19
2.2.2 Características constructivas de los transformadores eléctricos.	20
2.3 El transformador de distribución. Características distintivas del transformador de distribución.	22
2.4 Necesidad del monitoreo al funcionamiento de los transformadores eléctricos.	24
2.5 Diagnóstico de la gestión de riesgos en UEB Empresa Eléctrica de Villa Clara	24

2.6	Aplicación del procedimiento Escoriza Martínez (2010) para la gestión de riesgos	25
2.7	Conclusiones parciales	43
	Conclusiones generales	41
	Recomendaciones	41
	Bibliografía	42
	Anexos	44

Introducción

La energía eléctrica es una de las formas de energía que con mayor facilidad puede transportarse a grandes distancias. Se obtiene de diversas fuentes primarias de energía y tiene disímiles usos y aplicaciones en la vida del hombre moderno. Es indispensable disponer de un sistema fuerte, fiable y capaz de generar la energía, transportarla y distribuirla a todos los usuarios en forma eficaz, segura y con calidad. La energía eléctrica, desde su generación hasta su entrega en los puntos de consumo, pasa por las etapas de adaptación, transformación y maniobra, donde para su correcta operación son necesarios equipos capaces de transformar, regular, maniobrar y proteger el mismo. El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) debe prepararse para generar energía eléctrica en los lugares más idóneos para lograr transformar grandes distancias, transformarla nuevamente para poder ser distribuida en los centros de consumo y finalmente adaptarla a valores aptos para los usuarios.

La confiabilidad de un SEP depende del adecuado funcionamiento de cada uno de los elementos que lo componen, entre los que se encuentra el transformador eléctrico. Los transformadores eléctricos conforman la columna vertebral de los sistemas de transmisión y distribución de la energía eléctrica de un país, de ahí su importancia estratégica (ver anexo 1) .Es por esta razón que en las empresas de energía eléctrica surge la necesidad de tener identificado los fallos que pueden ocurrir en los transformadores, con vista a garantizar que los parámetros de operación de dichos dispositivos se mantengan dentro de los valores aceptables para asegurar la prestación del servicio y a su vez, que éstos alcancen su vida útil.(Alba Betancourt, 2016)

La seguridad del subsistema de distribución (figura 1) depende del apropiado funcionamiento de cada uno de los elementos que lo componen, entre los que se encuentra el transformador de distribución ya que una salida inesperada de ellos puede conducir a grandes pérdidas por indisponibilidad y afectar grandes regiones.



Figura 1: Diagrama del subsistema de distribución de energía eléctrica en Cuba.

La eficacia del sistema eléctrico depende de su correcto funcionamiento al minimizar las pérdidas en el recorrido y adecuar la oferta y la demanda en tiempo real lo que impone el cuidado y mantenimiento del transformador de distribución.

INTRODUCCIÓN

Como parte de este proceso el país en los artículos 242 y 244 de los lineamientos de la política económica y social del partido (2011) define la importancia en la distribución de energía eléctrica. Su política energética para elevar significativamente la eficiencia en la generación eléctrica dedica la atención a los recursos necesarios en el mantenimiento de las plantas en operación para así lograr altos índices de disponibilidad de potencia a servir a los clientes conectados a este servicio.

Con ese fin y como parte del proceso de evaluación de los riesgos como un componente del sistema de control interno en el país se implementa la Resolución 60/11 de la Contraloría General de la República de Cuba (CGRC, 2009), en el ámbito empresarial, la cual propone acciones preventivas para la eliminación de las causas que provocan los riesgos, pero no brinda una herramienta capaz de gestionar los mismos.

La generación de electricidad tiene como funcionamiento un modelo empresarial que se basa en la segmentación de las actividades principales que se definen como cadena de suministros, las que pasan por las etapas de generación, transmisión, distribución de energía eléctrica y el usuario final.

Este conjunto posee mecanismos de control, seguridad y protección lo que forma un sistema integrado que además de disponer de sistemas de control distribuido, se regula por un sistema de control centralizado que garantiza una explotación racional de los recursos de generación y una calidad del servicio acorde con la demanda de los usuarios, donde se compensan las posibles incidencias y fallas que se ocasionan.

Con el alto crecimiento de la demanda energética se produce una sobrecarga significativa de los sistemas de distribución lo que trae consigo afectaciones a la calidad del suministro de energía eléctrica, además de, problemas en la estabilidad del sistema, aumento de las afectaciones al entorno y altos costos de indisponibilidad.

Como base estadística de la investigación se tiene como datos que en el año 2016 en Villa Clara fallaron un total de 959 transformadores de distribución con una variedad de causas que inciden en la calidad y continuidad de servicio en la provincia como se muestra en la figura 2, teniendo en los meses de mayo y julio el mayor número de fallas. A pesar de que el número de transformadores fallados es extenso no se cuenta con la información necesaria para determinar cuál es la causa más común que incide en el índice de salidas de servicio de los transformadores aspectos sobre los cuales hay que incurrir con una mejor gestión de riesgos en el subsistema de distribución de energía eléctrica en la Empresa Eléctrica de Villa Clara que analice las condiciones que rodean al transformador de distribución y al dispositivo en sí mismo.

INTRODUCCIÓN

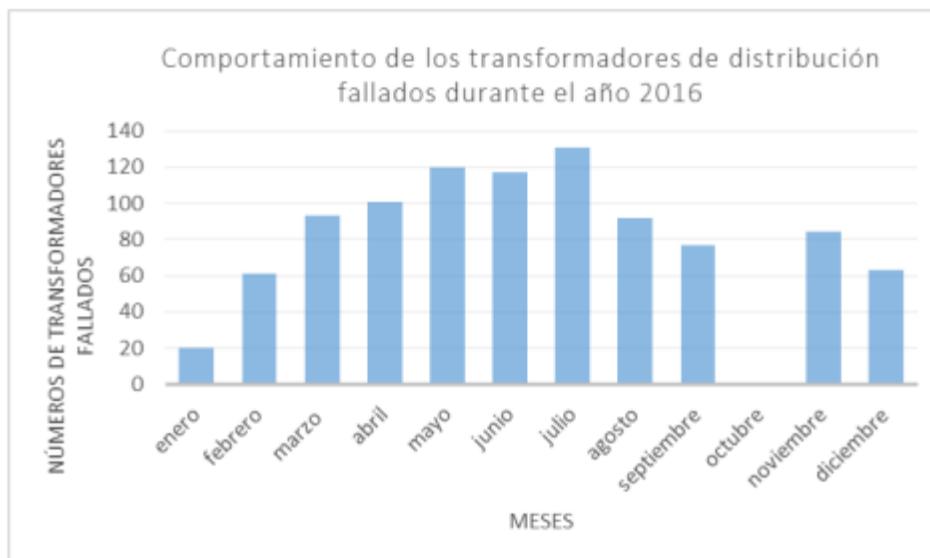


Figura 2: Comportamiento de los transformadores de distribución fallados durante el año 2016 en Villa Clara.

En este proceso existen obstáculos en el desarrollo de las actividades propias de la dinámica con la que se trabaja en la empresa, desconocimiento de las características de las fallas, de su severidad, y su impacto lo que provoca grandes afectaciones en la calidad de los servicios, por ello la necesidad de identificar los riesgos que afectan los transformadores de distribución, constituyendo ésta la situación problemática de la cual parte la investigación.

A partir de esta problemática se define como **problema de investigación**:

¿Cómo gestionar adecuadamente los riesgos en la Empresa Eléctrica de Villa Clara para la identificación, evaluación y prevención de situaciones no deseadas en el proceso de distribución de energía eléctrica?

Para resolver el problema planteado anteriormente se establece como **objetivo general** de la investigación: Aplicar un procedimiento para la gestión de riesgos en el proceso de distribución de energía, que contribuya a detectar, evaluar y prevenir las fallas y sus efectos en la calidad del servicio.

Este se desglosa en los **objetivos específicos** siguientes:

1. Seleccionar un procedimiento que facilite el desarrollo de la gestión de riesgos de la organización objeto de estudio.
2. Caracterizar el proceso de distribución de energía eléctrica y la importancia del transformador de distribución como eslabón de esta cadena.
3. Diagnosticar la situación actual de la gestión de riesgos en el proceso de distribución de energía en la Empresa Eléctrica de Villa Clara.

INTRODUCCIÓN

4. Aplicar un procedimiento que permita gestionar los riesgos en el proceso de distribución de energía en la Empresa Eléctrica de Villa Clara.

Valores y aportes de la investigación

Con el presente trabajo se pretende demostrar que la aplicación de la gestión de los riesgos es una herramienta estratégica para el control de la gestión como vía para obtener una mayor efectividad en la Empresa Eléctrica de Villa Clara. Los principales valores que se evidencian son:

Valor metodológico: La revisión bibliográfica ofrece la posibilidad de lograr una integración de conceptos, técnicas y herramientas para perfeccionar la gestión de los riesgos en la entidad objeto de estudio.

Valor práctico: Se evidencia la posibilidad de identificar y evaluar los riesgos, así como de establecer el plan de prevención con un enfoque sistémico, a partir de la aplicación del procedimiento seleccionado.

Para dar solución al problema de investigación que se plantea, se requiere del empleo de métodos que respondan a estas exigencias; entre los aplicados en esta investigación se destacan los siguientes: en el desarrollo de la investigación se emplean métodos teóricos y empíricos. Entre los métodos teóricos se encuentran: análisis y síntesis, inductivo-deductivo, y sistémico. Entre los métodos empíricos se encuentran la aplicación de entrevistas, observación, consulta de documentos, trabajos con expertos entre otros.

Para su presentación, este trabajo de diploma se estructura de la forma siguiente:

Capítulo 1: Se realiza un análisis teórico de la gestión de los riesgos. Se identifican en la literatura normas, procedimientos y herramientas utilizadas, haciendo énfasis en la Resolución 60/11 como normativa particular en el contexto cubano, con el objetivo de seleccionar el procedimiento a aplicar en correspondencia con las características de la organización objeto de estudio.

Capítulo 2: Se caracteriza la Empresa Eléctrica de Villa Clara teniendo en cuenta las irregularidades presentes en el componente de gestión de riesgos. Se fundamenta la selección del procedimiento para la gestión de riesgos y se aplica el mismo de forma parcial obteniéndose el plan de prevención en el proceso seleccionado.

Finalmente se presentan las conclusiones generales, las recomendaciones, las referencias bibliográficas y un conjunto de anexos que complementan el desarrollo de la investigación.

CAPÍTULO I. ANÁLISIS DEL MARCO TEÓRICO REFERENCIAL DE LA INVESTIGACIÓN

Este capítulo tiene como objetivo la revisión de la literatura especializada, así como de otras fuentes bibliográficas y referenciales consultadas relacionadas con el tema de gestión de riesgos, abordando las concepciones de varios autores sobre la metodología a aplicar y las correspondientes técnicas y herramientas a utilizar, permitiendo sentar las bases teórico-prácticas de la investigación. El hilo conductor que se sigue como estrategia de construcción del marco teórico-referencial de la investigación, se expone en la Figura 1.1.

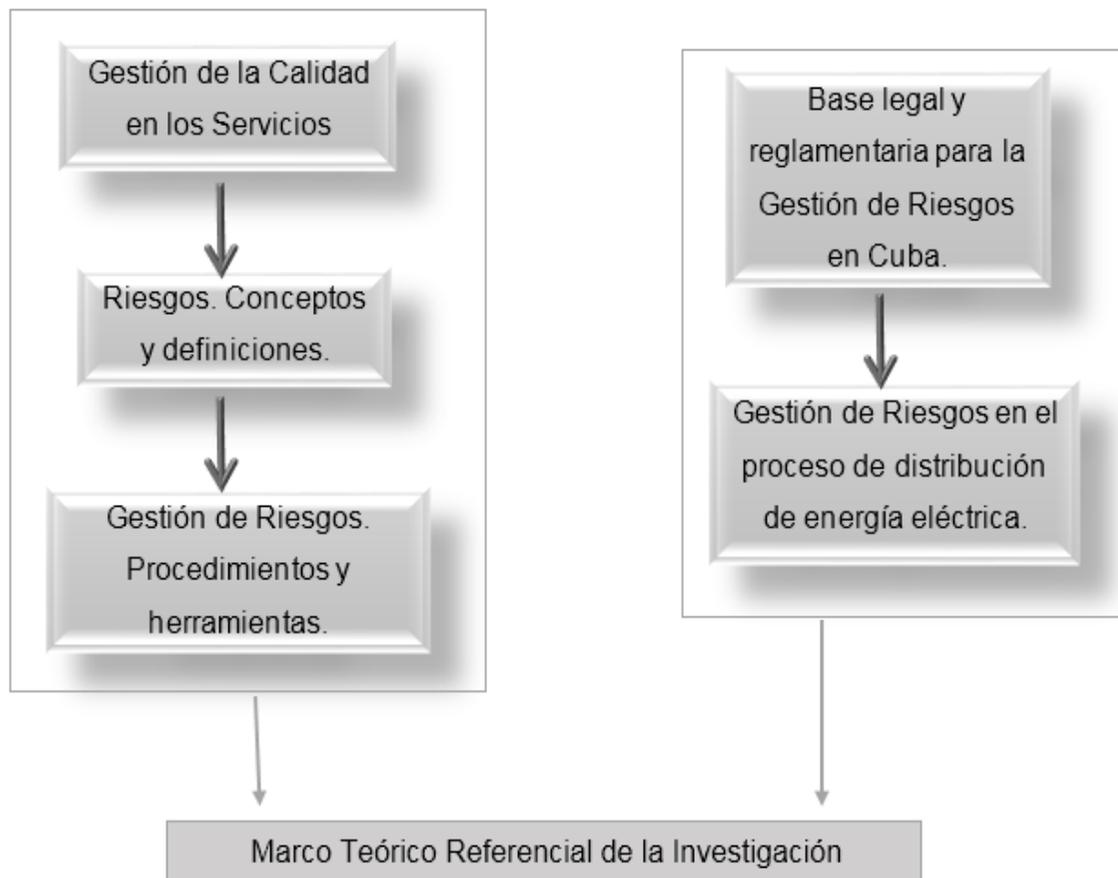


Figura 1.1. Hilo conductor para la elaboración del marco teórico referencial de la investigación.

1.1 Gestión de Riesgos

El riesgo es la probabilidad de que un evento ocurra en una sociedad con vulnerabilidad y cause pérdidas humanas, materiales, económicas, etc.

En la gestión empresarial, tradicionalmente el concepto de riesgo se asocia a la posibilidad de que peligros o amenazas generen daño a la organización, las personas y la propiedad, además de su nivel de impacto negativo. Desde esa perspectiva la definición de riesgo gira en torno a la combinación de la probabilidad y de la consecuencia(s) de un evento peligroso, que está presente. (Castellanos, 2007)

Según (Rodríguez Taylor, 2011) riesgo es la posibilidad de que suceda algún evento que tendrá un impacto sobre los objetivos institucionales o del proceso. Se expresa en términos de probabilidad y consecuencias.

(Koprinarov, 2005) percibe el riesgo como un fenómeno subjetivo/objetivo del proceso de toma de decisiones entre diferentes alternativas en situación de incertidumbre, con la probabilidad de ocasionar efectos negativos en los objetivos de la empresa, lo que produce, después de realizarse la acción decidida, un resultado peor del previsto.

Según la (ISO, 2009a) riesgo no es más que el efecto de la incertidumbre sobre los objetivos, al considerar que un efecto es una desviación de aquello que se espera, sea positivo, negativo o ambos; y también que los objetivos pueden tener aspectos diferentes (por ejemplo, financieros, salud y seguridad, y metas ambientales) y se pueden aplicar en niveles diferentes (estratégico, en toda la organización, en proyectos, productos y procesos).

La existencia del riesgo, y sus características particulares, se explica por la presencia de determinados factores. Estos se clasifican, en general, en factores de amenaza y factores de vulnerabilidad. Una “amenaza” refiere la posibilidad de la ocurrencia de un evento que puede causar algún tipo de daño a la sociedad. La “vulnerabilidad” se refiere a una serie de características que diferencian la sociedad, o subconjuntos de la misma, que le predisponen a sufrir daños frente al impacto de un evento, y que dificultan su posterior recuperación. Es sinónimo de debilidad o fragilidad, y la antítesis de capacidad y fortaleza. La vulnerabilidad es en fin la propensión de una sociedad de sufrir daño o de ser dañada, y de encontrar dificultades en recuperarse posteriormente. (García, 2004)

En el marco de la presente investigación, esta autora considera el riesgo como una medida de la probabilidad de que un peligro se materialice, produzca un daño o desvíe a una organización del cumplimiento de los objetivos trazados, por lo que se hace necesario conocerlos para poder establecer acciones de control.

Existen muchas clasificaciones de riesgo, pero este se puede centrar en cuatro grandes categorías definidas según (CASTELLANOS, 2007):

CAPÍTULO I. ANÁLISIS DEL MARCO TEÓRICO REFERENCIAL DE LA INVESTIGACIÓN

- Riesgo estratégico: se asocia a las amenazas y oportunidades transversales a la organización y se relaciona con las definiciones estratégicas, su filosofía de operación e imagen, tales como visión, misión, valores, objetivos, diferenciación estratégica, entre otras.
- Riesgo de mercado: se asocia al segmento de mercado, clientes y su percepción, productos, cobertura geográfica, marca y competencia.
- Riesgo financiero: se asocia a flujos de capital, deuda, activos, cambio de divisas, entre otros.
- Riesgo operacional: se asocia a los procesos operacionales, sus elementos y sus resultados. Cada “proceso” del sistema de gestión operacional y su entorno debe analizarse para identificar riesgos operacionales a partir de amenazas detectadas y poder evaluar el nivel de riesgo para tomar medidas correctivas y preventivas. La gestión del riesgo operacional tiene como objetivo principal asegurar la producción del producto o servicio, mediante la generación de medidas preventivas a partir de la evaluación del riesgo detectado.

En el caso de empresas que ofrecen un servicio continuo o un servicio futuro (Ejemplo empresas de generación de energía eléctrica, empresas de distribución de gas domiciliario, empresas de transporte terrestre, marítimo, fluvial, o aéreo) la gestión del riesgo se asocia a mantener la continuidad y confiabilidad del servicio.

La gestión de riesgos es la acción integral para el abordaje de una situación de desastre. Permite determinar los riesgos, intervenir para modificarlos, disminuirlos, eliminarlos o lograr la preparación pertinente para responder ante los daños que, sin duda, causará una determinada pérdida.

En el análisis de riesgo se hace un estudio de las causas de las posibles amenazas y probables eventos no deseados, los daños y consecuencias que éstos puedan producir.

La gestión del riesgo se configura como una nueva ciencia social que utiliza métodos científicos para asumir riesgos con conocimiento al disminuir las posibilidades de fracaso al tomar decisiones que se sustentan en datos.

Para la Organización Internacional de Normalización (ISO, 2009a) el riesgo es la combinación de la probabilidad de un evento y su consecuencia, aclara además que este término es generalmente usado siempre y cuando exista la posibilidad de pérdidas. Es

una condición de incertidumbre que prevalece en la organización, que tienen efecto sobre el cumplimiento de los objetivos planificados.

La Resolución 60/11 (CGRC, 2009) refiere que el riesgo es la incertidumbre de que ocurra un acontecimiento que pudiera afectar o beneficiar el logro de los objetivos y metas de la organización. El riesgo se puede medir en términos de consecuencias favorables o no y de probabilidad de ocurrencia.

En (Sheldon, 2005) se coincide en que la gestión de riesgos es una metodología sistemática y formal que se concentra en identificar y controlar áreas de eventos que tienen la capacidad de provocar un cambio no deseado.

La gestión de riesgos realiza una enorme contribución al desarrollo organizacional, la misma tributa al logro de los objetivos de la organización, así mismo consolida el trabajo en los diferentes niveles de gestión de las organizaciones; por medio de su aplicación se facilita la comprensión de los riesgos y sus implicaciones por los trabajadores. También permite a la dirección concentrarse en los aspectos que realmente son relevantes y se minimiza el factor sorpresa.

La implementación de la gestión de riesgos es de un bajo costo, ya que existen en la actualidad un sin número de modelos a aplicar según la entidad, que van desde modelos generales como el Método Australiano Neozelandés aplicable a cualquier empresa hasta Software más sofisticados y dedicados a algunos riesgos específicos como es el caso de los riesgos del tipo TI (Tecnológicos Informáticos), los que son de un costo mayor (Corella, 1996).

Luego de una correcta definición de riesgo y de cómo se gestionan los mismos se hace evidente la necesidad de identificarlos adecuadamente para posteriores análisis.

1.2 Identificación, análisis y control del riesgo

La NC ISO 31000:2009 plantea que la evaluación del riesgo pasa por una serie de etapas con el objetivo de que se logre gestionar de forma correcta los riesgos. Estas etapas se definen en la identificación, análisis y evaluación del riesgo:

- Identificación del riesgo:

La organización debe identificar las fuentes del riesgo, las áreas de impacto, los eventos (incluyendo los cambios en las circunstancias), sus causas y posibles consecuencias. El objetivo de esta etapa es generar una lista de riesgos comprensibles basada en aquellos eventos que pueden crear, incrementar, impedir, disminuir, acelerar o retardar el logro de los objetivos. Una clara identificación es vital en esta etapa del proceso porque el riesgo que no se identifica en este nivel no será incluido en los análisis posteriores.

- Análisis del riesgo:

El análisis del riesgo implica el entendimiento claro y preciso del mismo. Dicho análisis brinda la manera de comenzar a evaluar el riesgo y las decisiones que con respecto a él sea necesario tomar, así como las mejores estrategias y métodos que se deben utilizar para su estudio. Este análisis también permite el estudio, cuando debe analizarse un conjunto de diferentes tipos de riesgos y con diferentes niveles. El análisis de riesgo considera las causas, las fuentes del riesgo, sus consecuencias positivas o negativas y la probabilidad de que estas consecuencias tengan lugar. Los factores que afectan dichas consecuencias y su probabilidad deben ser identificados. En resumen, el riesgo se analiza al determinar sus consecuencias, su probabilidad y otros atributos que influyen en el mismo.

- Evaluación del riesgo:

El propósito de la evaluación del riesgo es apoyar la toma de decisiones, basándose en los resultados del análisis del mismo, sobre el manejo del riesgo que será necesario aplicar y la prioridad en la implementación de dicho manejo. La evaluación del riesgo implica comparar el nivel de riesgo encontrado durante el proceso de análisis con los criterios de riesgo establecidos, teniendo en cuenta el contexto considerado. Las decisiones deben tener en cuenta la amplitud del contexto del riesgo e incluir la tolerancia ante el mismo, asumido por otras partes, que no pertenecen a la organización y que se benefician de él.

La utilización de estas etapas reporta, para la empresa o entidad que las aplique, además de un correcto empleo de los procedimientos para la gestión de riesgos, una ventaja en el sentido de la identificación de aquellos problemas que constituyen obstáculos para la mejora continua y el desarrollo.

1.3 Procedimientos, técnicas y herramientas para la Gestión de Riesgos

Luego de la revisión de la bibliografía disponible para la selección de un procedimiento que contribuya a gestionar los riesgos se consultan las propuestas de: (Galarce, 1995), (Otero López, 2003), (Sheldon, 2005), (Méndez González, 2017), (Medina Velecela, 2017), (Alba Betancourt, 2016), (Alba Betancourt, 2017), (Alba Betancourt, 2017), (Alba Betancourt, 2017) y (Escoriza Martínez, 2010) con la intención de obtener una propuesta que se adapte al objeto de estudio.

Para cumplir con el objetivo de la investigación se decide por criterio de la autora utilizar el procedimiento de (Escoriza Martínez, 2010) (ver anexo 2) pues consta con elementos más universales porque aborda de una manera más abarcadora todas las etapas por las

CAPÍTULO I. ANÁLISIS DEL MARCO TEÓRICO REFERENCIAL DE LA INVESTIGACIÓN

que se debe transitar para gestionar los riesgos en instituciones que brindan servicio por lo que se utilizará de manera condicionada para la investigación. Además, según Escoriza Martínez (2010) la aplicación de este procedimiento tiene como ventajas:

- Fomenta el trabajo en equipo y el compromiso de todo el personal.
- Permite un mejor conocimiento interno de los procesos a partir de su análisis, y facilita la toma de decisiones para comenzar el trabajo, al identificar y analizar los problemas y sus causas.
- Representa un paso de avance respecto a las Buenas Prácticas organizativas, al considerar el enfoque en procesos y la interrelación entre estos como una cadena de suministros.
- Permite planificar, controlar y mejorar la calidad de los procesos.
- Identifica los riesgos y permite concentrar los recursos en los puntos críticos de control.
- Mantiene la mejora continua tras su implantación, al cumplir con la trilogía de Juran.
- Permite definir acciones preventivas, correctivas y/o de mejora, según corresponda, lo que contribuye a la reducción de las fallas de los procesos y por consiguiente de los costos de calidad.
- Sirve de base para la futura implantación de los sistemas de gestión de calidad, seguridad y medio ambiente.

1.3.1 Herramientas para la gestión de riesgos

Existen un grupo de herramientas de gestión de riesgo reconocidas, algunas sencillas y otras no tan sencillas que se utilizan para gestionar la calidad y que sirven para la gestión de riesgos; las más utilizadas son las siguientes: gráfico de rachas, gráfico de varianzas, gráficos de simetría, diagrama de Pareto, diagrama causa-efecto, diagrama matricial, diagrama de decisión, diagrama de flechas, diagrama de afinidad, diagrama de relación, diagrama de árbol, diagrama de flujo, diagrama de control, Despliegue de la Función Calidad (QFD), Análisis Modal de Fallos y Efectos (AMFE), entre otras. Estas herramientas son parte esencial del primer paso para la gestión de la calidad, se emplean tanto en organizaciones de producción como de servicios. Cada una de ellas posee características y usos específicos según el tipo de proceso en el cual se apliquen. A continuación, se describen algunas de ellas (véase la tabla 1.1):

CAPÍTULO I. ANÁLISIS DEL MARCO TEÓRICO REFERENCIAL DE LA INVESTIGACIÓN

Tabla 1.1. Herramientas para la gestión de riesgos. Fuente: (Jiménez, 2014)

Nombre de la herramienta.	Aplicación
Análisis modal de fallos y efectos (AMFE)	Permitir la identificación, evaluación y prevención de los posibles fallos y sus efectos que pueden aparecer en un producto, en un servicio o en un proceso. Documenta el conocimiento existente y las acciones sobre riesgos o fallos que deben ser utilizadas para lograr una mejora continua.
Análisis modal de fallos, efectos y su criticidad (AMFEC)	Identificar los puntos en que la adopción de acciones preventivas adicionales, resulta apropiada para minimizar los riesgos. Permite clasificar los modos sobre la base de sus riesgos relativos.
Análisis por árbol de fallos (AAF)	Evaluar uno por uno los fallos de un sistema (o subsistema), combinando múltiples situaciones, con el fin de averiguar los orígenes de los mismos. Puede utilizarse para establecer el camino hasta la causa raíz del fallo, investigar las reclamaciones o las desviaciones y asegurar que las mejoras pretendidas resolverán completamente la cuestión.
Análisis de riesgos y puntos críticos de control (HACCP)	Investigar sistemáticamente los riesgos y tenerlos bajo control. Analiza, evalúa, previene y controla los riesgos y las consecuencias adversas de los peligros debido al diseño, desarrollo, producción y utilización de los productos.

Debido a las características del proceso objeto de estudio, se propone utilizar el Análisis Modal de Fallos y Efectos (AMFE) ya que facilita la identificación, evaluación y prevención de los posibles fallos y sus respectivos efectos, registra el conocimiento existente y las acciones sobre riesgos o fallos que deben ser utilizadas para lograr una mejora continua y asegura que cualquier fallo que pueda ocurrir no cause daños posteriores o tenga un impacto significativo en el sistema.

El AMFE o Análisis Modal de Fallos y Efectos es un método que se encamina en el aseguramiento de la calidad, que, mediante el análisis sistemático, contribuye a identificar y prevenir los modos de fallo, tanto de un producto como de un proceso, evaluando su gravedad, ocurrencia y detección, mediante los cuales, se calculará el número de prioridad de riesgo, para priorizar las causas, sobre las cuales habrá que actuar para evitar que se presenten dichos modos de fallo. (Peña, 2001)

Se pueden distinguir dos tipos de AMFE según en el marco de la gestión del proceso donde se inscriba:

CAPÍTULO I. ANÁLISIS DEL MARCO TEÓRICO REFERENCIAL DE LA INVESTIGACIÓN

- AMFE DE DISEÑO: Diseño de nuevos productos
- AMFE DE PROCESO: Diseño del proceso de fabricación

Realmente el AMFE es válido para cualquier tipo de proceso entendiendo que un proceso puede ser de diseño, de fabricación, de ventas, organizativo, administrativo o de cualquier tipo de servicio. En un AMFE de proceso de fabricación se supone que el producto cumplirá la finalidad del diseño, y si se descubrieran fallos en éste, deberían ser inmediatamente comunicados a los departamentos o personas implicadas. No obstante, no corresponde a la finalidad de este AMFE analizar dichos fallos, sino que se considerará que el producto está funcionando correctamente. (Peña, 2001)

Modo de Fallo

En (Cuatrecasas, 1999) se definen los modos de fallo como: “la manera en que una pieza o sistema puede fallar potencialmente respecto a unas especificaciones dadas.”

Asimismo, se considera fallo de un elemento, cuando no cumple o satisface unas funciones para las cuales se diseña. Un fallo puede ocurrir, y aunque sea de carácter potencial, el cliente lo detectará.

Una misma función puede estar vinculada a varios modos de fallo, cada uno de ellos se expresa en términos físicos: fatiga, vibración, corrosión, contaminación, etc., son algunos de los ejemplos de modos de fallo. Cuando se aplica el AMFE se recomienda analizar las condiciones extremas de funcionamiento para encontrar modos potenciales de fallos, pues en ocasiones, bajo régimen normal, no aparecen.

Efectos de fallo

Estos constituyen otro elemento importante del AMFE y según (Cuatrecasas, 1999), se manifiestan al ocurrir un fallo; de hecho, los efectos es lo que se percibe con relación a la ocurrencia del fallo y a partir de ellos se identifican los modos de fallo. Debe respetarse la forma de identificar los efectos de los fallos pues se debe corresponder con las observaciones y experiencia del cliente del producto.

Causas de fallo

Las causas de fallo son el elemento desencadenante del modo de fallo. (Cuatrecasas, 1999), plantea que se deben describir lo más concisamente posible y en términos claros, de forma que permitan llevar a cabo acciones correctivas concretas. Pueden existir una o varias causas para un único modo de fallo; si son varias pueden ser independientes, pero en la generalidad, existe una relación de dependencia entre ellas, la cual es necesario descubrir. Las causas que dan lugar a los modos de fallo pueden ser diferentes, por lo que pueden agruparse en diferentes tipos de dependencia, (independencia y/o relación compleja o múltiple), tal como sigue a continuación:

- Causas independientes entre sí.

CAPÍTULO I. ANÁLISIS DEL MARCO TEÓRICO REFERENCIAL DE LA INVESTIGACIÓN

- Causas dependientes, para que exista el modo de fallo es necesario que se produzcan ambas.
- Causas encadenadas que dan lugar a un modo de fallo.
- Relación múltiple de distintas causas que producen un único modo de fallo.

Controles a desarrollar

También es necesario definir cómo se prevé controlar el proceso para evitar que se produzcan fallos, es decir, los modos de fallo y además detectarlos. Se recomienda emplear controles generales se asocia a los procesos de ingeniería correspondientes.

Procedimiento para aplicar el Análisis Modal de Fallos y Efectos

El procedimiento para realizar un AMFE según (Gutiérrez, 2007), se basa en lo siguiente:

- Severidad (S): determinar todos los modos de fallos basados en los requerimientos funcionales y sus efectos. Es importante señalar que un fallo en un componente puede llevar a un fallo en otro componente. Por este motivo cada modo de fallo debe ser listado en términos técnicos y por función. Así, el efecto final de cada modo de fallo debe tenerse en cuenta. Un efecto de fallo se define como el resultado de un modo de fallo en la función del sistema percibida por el usuario. Por lo tanto, es necesario dejar constancia por escrito de estos efectos. En dependencia de los efectos el fallo recibe un número de severidad que van desde el 1 (insignificante) a 5 (extrema). Estos números ayudan a priorizar los modos de fallo y sus efectos. Un grado 5 está reservado para aquellos efectos que causarían daño al usuario.
- Ocurrencia (O): es preciso determinar la causa del fallo y con qué frecuencia ocurre el mismo. Un modo de fallo recibe un número de probabilidad que puede ir del 1 (raramente) al 5 (casi seguro).
- Detección (D): a través de un método de inspección apropiado deben ser observados los controles actuales del sistema que impidan o detecten los modos de fallos antes de que alcancen al consumidor
- Número de prioridad de riesgo (NPR): constituye un parámetro de ayuda en la valoración del plan de acción. Después de evaluar la severidad, ocurrencia y detección, el número de prioridad de riesgo se puede calcular:

NPR=SxOxD (1.1)

El procedimiento seleccionado incluye dentro de él la aplicación de un AMFE y la identificación de los riesgos a partir de la combinación de severidad y probabilidad de ocurrencia.

1.4 Base legal y reglamentaria para la Gestión de Riesgos en Cuba

Una de las legislaciones cubanas para el proceso de gestión de riesgos fue la Resolución 297/2003, ((MFP), 2003) la cual precisa los requisitos para la implementación de un sistema de control interno, y dentro de estos define el componente: evaluación de riesgos.

Otra de las normas establecidas en Cuba para tratar los riesgos de mayor actualidad es la Resolución 60/2011 (CGRC, 2009): normas del sistema del control interno tiene como objetivo establecer las normas y principios básicos de obligada revisión para la Contraloría General de la República y los sujetos a las acciones de auditoría, supervisión y control de este órgano. Constituye un modelo estándar del sistema de control interno, dentro de los cinco componentes que lo integran se establece uno para la gestión de riesgos.

Esta resolución en su segunda sección artículo 11 “establece las bases para identificar y analizar los riesgos que enfrentan los órganos, organismos y organizaciones y demás entidades para alcanzar sus objetivos”(CGRC, 2009), además presenta un acumulado de gestiones preventivas y sistemáticas que son aptas para contrarrestar los orígenes que inciten los riesgos, pero a su vez no ofrece un instrumento capacitado para tratar los mismos facilitando el desarrollo de la resolución.

Tanto a nivel internacional como nacional, se crean normativas relacionadas con la materia, en dos sentidos: normativas relacionadas con principios y buenas prácticas de gestión del riesgo, y normativa específica por sector o industria económica. Como ejemplo, pueden citarse las siguientes:

- ISO Guía 73:2009: Gestión de riesgos: complementa la ISO 31000 que proporciona una colección de definiciones relacionadas con el tema.(ISO, 2009b)
- ISO/IEC 31010:2009: Gestión de riesgos: técnicas de evaluación de riesgos. Asiste en la toma de decisiones a partir de la comprensión de técnicas que evalúan los efectos de los riesgos en el cumplimiento de los objetivos y las medidas para su control. (ISO, 2009c)

Desde junio del 2012 se inició la revisión de la versión actual de la norma NC ISO 9001:2015 (ISO, 2015) donde se busca con su uso que las empresas sean más competitivas para el 2020, esta norma emplea el enfoque a procesos, que incorpora el ciclo Planificar-Hacer-Verificar-Actuar (PHVA) y el pensamiento basado en riesgos.

Según esta norma el pensamiento basado en riesgos permite a una organización determinar los factores que podrían causar que sus procesos y su sistema de gestión de la calidad se desvíen de los resultados planificados, para poner en marcha controles preventivos para minimizar los efectos negativos y maximizar el uso de las oportunidades a medida que surjan.

1.5 Gestión de Riesgos en el proceso de distribución de energía eléctrica

En los últimos años, y como parte de la complejidad de la actividad empresarial y también de la materialización de eventos de riesgo relevantes la gestión de riesgos en materia energética tiene un gran auge, que ha propiciado numerosas reflexiones, normativas y recomendaciones.

Las normas de calidad del servicio de los sistemas de distribución tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la red de distribución, tolerancias permisibles, métodos de control y compensaciones respecto de los siguientes parámetros igualmente considerados e incorporados en la tarifa:

- La calidad del suministro o servicio técnico prestado, que se relaciona principalmente con las interrupciones del servicio;
- La calidad del producto técnico suministrado, que implica los elementos siguientes: niveles de tensión; perturbaciones en la onda de tensión (flicker y tensiones armónicas); incidencia del usuario en la calidad, etc.
- La calidad del servicio comercial que está relacionado con los elementos siguientes: la atención al usuario; los medios de atención al usuario; la precisión de los elementos de medición, etc.

El distribuidor, dentro de su zona de servicio, está obligado a prestar a sus usuarios, un servicio de energía eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos; cumplir en lo que le corresponde con lo consignado responder ante otros operadores, por el pago de las compensaciones ocasionadas por las interrupciones, distorsión armónica y/o efecto parpadeo (flicker) en sus redes de distribución, que afecten

el servicio de terceros; mantener un archivo histórico, por un período no inferior a dos años, de toda la información procesada y de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos establecidos. (SIGET, 2014)

La empresa distribuidora debe mantener sus niveles de tensión, dentro de los rangos señalados, de manera que los equipos eléctricos de los usuarios puedan operar eficientemente dentro de las tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica.

La identificación en el proceso de distribución de los fallos que puedan presentar los transformadores, elemento principal, son de gran importancia ya que una salida inesperada de ellos puede conducir a grandes pérdidas por indisponibilidad y afectar grandes regiones.

1.6 Conclusiones parciales

1. En el presente capítulo se pudo establecer y profundizar los aspectos a tratar en la investigación, conocer los diferentes criterios y valoraciones que tienen diferentes autores sobre esta temática, además de términos, definiciones, normas y estándares que establecen pautas importantes para la gestión de riesgos.
2. El procedimiento seleccionado es el de Escoriza Martínez (2010) pues se considera que siguiendo los pasos y etapas del mismo se pueden gestionar los riesgos en el sistema de distribución eléctrica, para lo que será necesario adecuar algunas etapas, o sea solo se aplicará la fase II: análisis de los procesos, que costa con las etapas identificación y evaluación de las fallas potenciales, identificación y análisis de las causas potenciales; y análisis de los riesgos.
3. El proceso de distribución de energía eléctrica dentro del sistema de distribución constituye un proceso clave siendo el transformador el elemento principal. Este permite satisfacer las necesidades de eléctricas a clientes, bajo determinadas normas; con el adecuado análisis de riesgos.

CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA

El presente capítulo trata sobre la caracterización del objeto de estudio, en este caso la UEB Empresa Eléctrica de Villa Clara donde se aplica el procedimiento para la gestión de riesgos confeccionado por (Escoriza Martínez, 2010), con el objetivo de identificar los principales riesgos que afectan la empresa, en particular los relacionados con el proceso de distribución de energía eléctrica.

2.1 Caracterización de la UEB Empresa Eléctrica de Villa Clara

La Empresa Eléctrica de Villa Clara, en forma abreviada EEVC, a todos los efectos legales integrada a la Unión Eléctrica, subordinada al Ministerio de la Industria Básica, ostenta personalidad jurídica propia y patrimonio independiente, quedó debidamente inscrita en el Registro Estatal de Empresas y Unidades Presupuestadas (REEUP).

Tiene como **misión** generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica con eficiencia y de forma oportuna, para satisfacer a todos sus clientes, mediante el empleo de métodos y técnicas avanzadas, con un nivel de profesionalidad que garantice el éxito de los objetivos previstos.

Visión

Brindar el servicio eléctrico a todos los clientes para su plena satisfacción, combinando la tecnología de punta con una fuerza de trabajo altamente profesional. Liderar en Cuba la calidad del servicio prestado a nuestros clientes al tener los menores índices de afectación, al ser los más rápidos y eficientes en el servicio y brindar la mejor atención personalizada en beneficio de nuestros clientes. Ser los mejores con nuestros esfuerzos.

La Planta Eléctrica de Santa Clara constituye uno de los importantes aportes económicos de la ilustre y benefactora mujer, Marta Abreu y Arencibia. Su inauguración se efectuó el día primero de marzo de 1895. Conocida inicialmente como la mal llamada Compañía Cubana de Electricidad hasta su nacionalización en 1959 por el Gobierno Revolucionario Cubano.

La Empresa Eléctrica de Villa Clara se dedica a: la transmisión, distribución y operación de las redes y subestaciones bajo su jurisdicción, la comercialización de la energía

eléctrica de los clientes residenciales y no residenciales , la generación en el sistema aislado del cayo Santa María, así como la calibración o verificación de contadores de energía eléctrica y ensayos químicos mediante la aplicación de las buenas prácticas profesionales acorde con los requisitos de la NC ISO/IEC17025 y del órgano acreditador; se implementa sistema de gestión que proporciona un marco de referencia para el establecimiento de sus objetivos.

Para ello la alta dirección se compromete a:

Cumplir los requisitos de los clientes y de las partes interesadas así como los requisitos legales aplicables y otros requisitos; la prevención de los daños y el deterioro de la salud; la protección del medio ambiente, incluida la prevención de la contaminación; establecer y mantener la función metrológica; asegurar la disponibilidad de información y los recursos necesarios; la adquisición de productos y servicios energéticamente eficientes y el diseño para mejorar el desempeño energético; la protección y explotación de los resultados obtenidos de la innovación; disponer de un personal competente; determinar los riesgos y oportunidades para asegurar los resultados previstos y mejorar continuamente el desempeño y eficacia de los sistemas de gestión.

2.2 Caracterización del proceso de distribución de energía eléctrica

El sistema eléctrico está compuesto por varios subsistemas, en estos incluye, la generación, transmisión, subtransmisión y distribución de la energía eléctrica. Su finalidad es llevar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo, a los niveles de tensión requeridos por el usuario de manera continua y segura, ver anexo 1.

La eficacia del sistema eléctrico depende de su correcto funcionamiento minimizando las pérdidas en el recorrido y adecuando la oferta y la demanda en tiempo real.

El subsistema de distribución es uno de los más importantes, porque comprende aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total de un sistema de potencia, y es el encargado de interactuar directamente con el usuario final.

Los sistemas de distribución son típicamente radiales, es decir, el flujo nace de un solo nodo. Este nodo se conoce como la subestación que alimenta el resto de la red, como se muestra en la figura 2.1. Esto se realiza debido a que se obtiene mayor economía en las protecciones, el diseño es más sencillo, se reduce la dificultad de ubicar fallas, se mejora el perfil de tensión del sistema y en general se simplifica la operación de la red de distribución. (Jara, 2011)

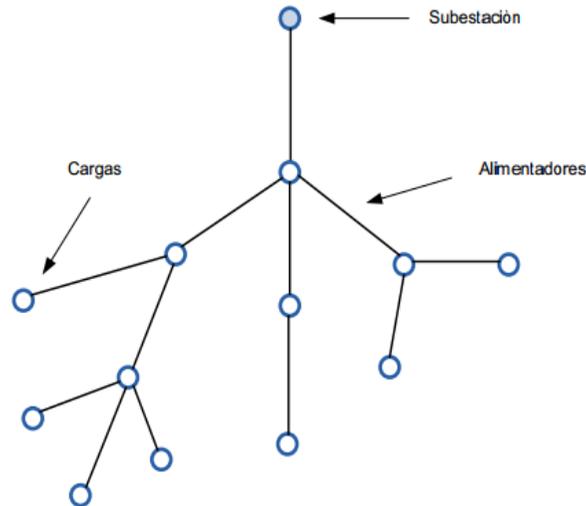


Figura 2.1: Red de distribución típica. Fuente: (JARA, 2011)

A través de la red de transporte de alta tensión la electricidad sale de los puntos de generación hasta los puntos de distribución a los consumidores. Este sistema es el responsable de que en todo momento la oferta de energía sea la adecuada para la demanda, y también debe ser gestionada para reducir al máximo las pérdidas de energía.

En su recorrido por el sistema se reduce la tensión hasta llegar a los hogares o industrias, de lo contrario podría quemar equipos electrodomésticos y máquinas. Así se distingue entre líneas de alta, media y baja tensión, que llegan a los hogares con tensiones de 120/240 V. La reducción de la tensión de la línea se hace en las estaciones transformadoras o subestaciones.

Los transformadores constituyen los vínculos necesarios entre los distintos subsistemas de un SEP (generación, transmisión, distribución). La falla o mal funcionamiento de un transformador produce impactos negativos en la red como lo son: alteraciones en la estabilidad del SEP, sobrecarga de otros elementos de la red, suministro de energía con baja calidad, etc.

Por sus características constructivas son equipos muy confiables, de envejecimiento progresivo y una vida útil promedio de 40 años.

2.2.1 El transformador eléctrico

El transformador constituye el objetivo central del trabajo debido a las fallas presentadas en los mismos en el año 2016 y que afectan el proceso de distribución de energía eléctrica.

Según (Chapman) un transformador es un dispositivo que cambia potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna a otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinas de alambre conductor

enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. El funcionamiento del transformador se basa en la Ley de Inducción Electromagnética de Faraday, de manera que un circuito eléctrico influye sobre el otro a través del flujo que circula en el circuito magnético. En toda bobina sometida a un flujo variable se induce una fem, que se representa por:

$$e = -N \frac{d\phi}{dt} \text{ V (2.1)}$$

Uno de los devanados del transformador se conecta a una fuente de energía eléctrica alterna y el segundo (y quizás el tercero) suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia se llama *devanado primario* o devanado de entrada, y el devanado que se conecta a la carga se llama devanado secundario o devanado de salida, ver figura 2.2. Si hay un tercer devanado en el transformador, éste se llama devanado terciario.

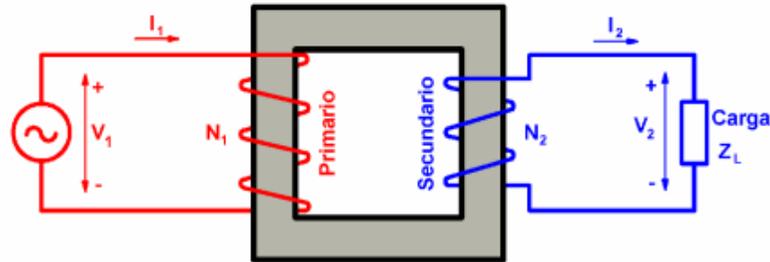


Figura 2.2. Representación esquemática del transformador.

2.2.2 Características constructivas de los transformadores eléctricos

Los transformadores eléctricos se construyen de dos maneras, la primera consta de una pieza de acero rectangular, laminada con los devanados enrollados sobre dos de los lados del rectángulo. Este tipo de construcción es conocido como transformador tipo núcleo (Figura 2.3).

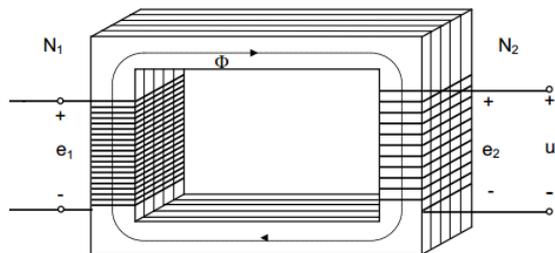


Figura 2.3. Representación esquemática del transformador tipo núcleo.

CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.

La segunda consta de un núcleo laminado de tres columnas, cuyas bobinas están enrolladas en la columna central, este se conoce como transformador tipo acorazado (Figura 2.4).

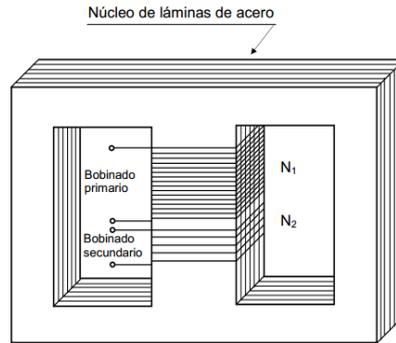


Figura 2.4. Representación esquemática del transformador tipo acorazado.

En todos los casos el núcleo se construye con delgadas láminas aisladas eléctricamente unas de otras para minimizar las corrientes parásitas, ver Figura 2.5.

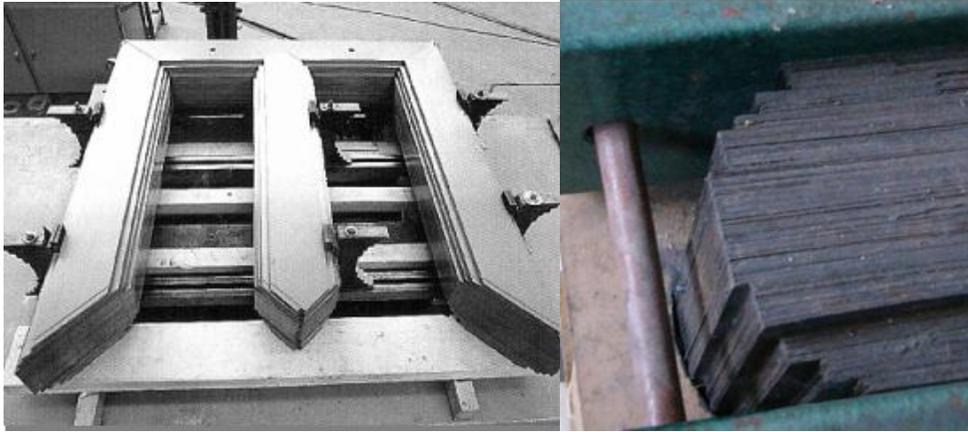


Figura 2.5. Representación de las láminas de un núcleo magnético.

Generalmente en un transformador, las bobinas del primario y secundario están físicamente enrolladas una sobre la otra; la bobina de menor voltaje está situada en la parte interna (más cerca del núcleo). Esta disposición cumple dos objetivos:

- Simplifica el problema del aislamiento del devanado de alta tensión desde el núcleo.
- Resulta menor flujo disperso que en caso de disponer los dos devanados en el núcleo, separados.

2.3 El transformador de distribución. Características distintivas del transformador de distribución

Se conoce como transformador de distribución (ver figura 2.6) los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 kVA y de tensiones iguales o inferiores a 67.000 V. Tanto monofásicos como trifásicos, aunque la mayoría de unidades están proyectadas para montaje en postes, algunos por encima de las clases de 18 KV, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas.



Figura 2.6. Tipos de transformadores de distribución.

Los transformadores de distribución operan a cargas ligeras durante gran parte del día, su rendimiento se juzga a partir de su eficiencia diaria. En (Electricas, 2005) se observan las potencialidades, características de funcionamiento y aspectos físicos de los transformadores de distribución. En Cuba se fabrican transformadores de distribución bajo las normas del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI) en la fábrica de transformadores Latino que identifica sus producciones de igual nombre, las características de estos dispositivos se muestran en las figuras 2.7 y 2.8.



Figura 2.7. Características externas de los transformadores de distribución.

Fuente: elaboración propia

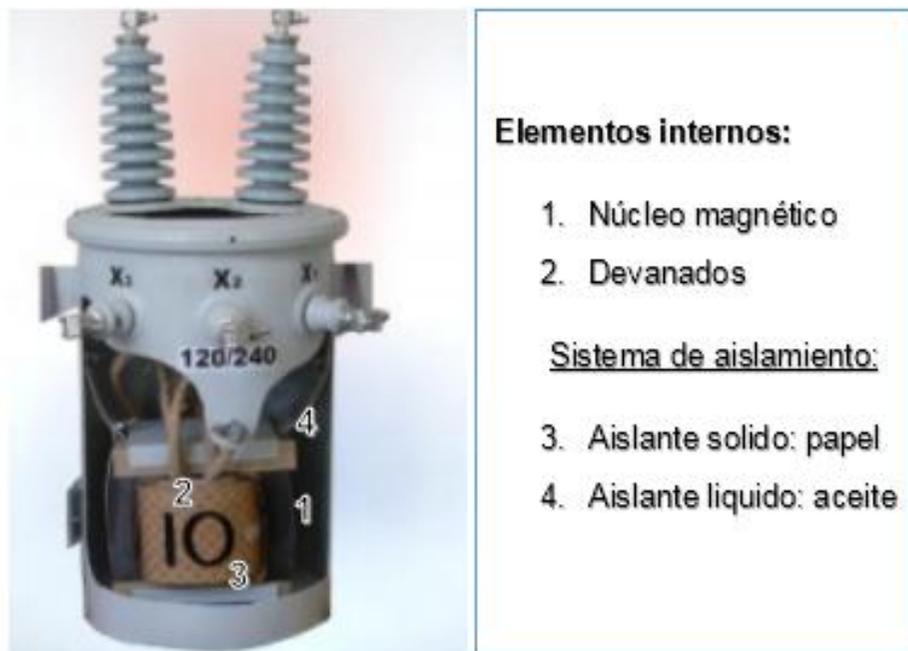


Figura 2.8. Características internas de los transformadores de distribución.

Fuente: elaboración propia

El fallo del transformador de distribución y los efectos que el mismo trae consigo al mismo transformador, así como, al cliente final puede estar condicionado por los elementos que están antes de llegar a la alimentación del transformador.

2.4 Necesidad del monitoreo al funcionamiento de los transformadores eléctricos

Los SEP tienen al transformador como un punto de suma importancia en sus redes de transporte y distribución de energía eléctrica ya que los consumidores e industrias dependen de la calidad y la continuidad del suministro eléctrico que se brinda.

La presencia de redes no malladas o sea tipo radial si presentan una falla por ejemplo en el transformador de una estación reductora primaria el suministro de una zona puede ser interrumpido por horas hasta que se resuelva la falla o en el peor de los casos que se reemplace el transformador. Todas estas fallas significan pérdidas monetarias, y la interrupción de servicios básicos como el suministro de agua potable y el manejo de aguas residuales, también se puede ver afectado el servicio en hospitales, el cual puede ser interrumpido si se presenta una falla eléctrica prolongada (Gutiérrez, julio 2012).

La presencia de un grupo de acciones y tareas que involucren el diagnóstico que pueda anticipar el momento en que una falla se va a presentar o alguna cuestión tanto interna como externa que pueda influir sobre el correcto funcionamiento del dispositivo se hace imprescindible para lograr un mantenimiento de alta calidad y alta cuota de responsabilidad por parte de la empresa encargada de realizar las acciones. Con el monitoreo al funcionamiento del transformador se logra tener una idea concreta sobre el estado físico del dispositivo y con esto ahorrar pérdidas técnicas y monetarias.

2.5 Diagnóstico de la gestión de riesgos en UEB Empresa Eléctrica de Villa Clara

A continuación, se efectúa un análisis de la gestión de riesgos, de forma general mediante entrevistas a trabajadores, revisión de documentos y la aplicación de la lista de chequeo 297 (con modificaciones de la ley 60) que se muestra en el anexo 4, en la Empresa Eléctrica. Dicha lista de chequeo muestra en cuanto a sus elementos ambiente de control, actividades de control y supervisión y monitoreo que el resultado fue favorable ya que el índice de cumplimiento es del 100%. Por otra parte, el elemento evaluación de riesgos, no es favorable ya que posee un índice de 77.77%, debido a que se incumple con la identificación de todo tipo de riesgos para el cumplimiento de los objetivos y con la identificación de las causas que provocan los riesgos definidos.

Se conoce que los riesgos están identificados de manera general. En la tabla 2.1 se muestran los riesgos que están definidos.

Tabla 2.1. Riesgos definidos en el proceso. Fuente: elaboración propia.

No.	Riesgo identificado
1	Pérdida de potencia del transformador.
2	Variaciones de carga.
3	Incorrecta conexión de la puesta a tierra.
4	Ocurrencia de descargas atmosféricas
5	Maniobras a interruptores.
6	Mala determinación de los niveles de cortocircuito y sobretensión admisibles.
7	Afectaciones en el sistema eléctrico por el paso del tiempo.
8	Inadecuado monitoreo y mantenimiento a las líneas de transmisión.
9	Bajo índice de salud del aislamiento del transformador.
10	Fuerte carga asociada a la ubicación del transformador.
11	Malas condiciones de almacenamiento.

2.6 Aplicación del procedimiento Escoriza Martínez (2010) para la gestión de riesgos

Análisis del proceso

Un elemento necesario para garantizar la aplicación eficaz de estas etapas del procedimiento lo constituye la conformación del grupo de expertos encargado de validar las escalas que se propongan para la clasificación de los fallos según su gravedad o severidad, su probabilidad de ocurrencia y de no detección, además de los niveles de riesgo que se definan para analizar su impacto en el proceso antes mencionado.

Los expertos se seleccionan debido a la influencia que tienen en la consistencia de los resultados que se desean. Deben tener conocimientos y capacidad para validar las escalas que se propongan y evaluar la severidad, probabilidad de ocurrencia y probabilidad de no detección. Para ello se seleccionaron 5 expertos los cuales se muestran en el anexo 5.

Etapas 1: Identificación y evaluación de las fallas potenciales

Esta etapa tiene como objetivo, en primer lugar, identificar las fallas que pueden ocurrir en el proceso; y continúa con la identificación de sus efectos y la evaluación de su

severidad. Para realizar este análisis se deben llevar a cabo los pasos que se detallan a continuación.

Paso 1.1 Determinar las fallas potenciales del proceso

Los requisitos de funcionamiento del proceso, le permiten al equipo de trabajo determinar, de forma objetiva, todas las posibles fallas.

Paso 1.2 Identificar los efectos de las fallas detectadas

En este paso el grupo de expertos de cada proceso describe las consecuencias que provoca la ocurrencia del modo de fallo que se detecte. Esta descripción debe ser tan específica como sea posible, y se considera el efecto inmediato y la repercusión en todo el sistema. Para cada efecto se especifica si la influencia es sobre la calidad, la seguridad y/o el medio ambiente.

Paso 1.3 Evaluar la severidad de los efectos (S)

Para determinar la gravedad del fallo, el grupo de expertos debe tener en cuenta el nivel de consecuencias sentidas por los clientes, y/o sobre los trabajadores y la actividad que realizan. Los evaluadores deben considerar siempre el cliente final.

El grupo de expertos hará un análisis a la entrada del transformador, dentro del equipo y a la salida del mismo.

La severidad se evalúa independientemente de la frecuencia de ocurrencia y la detección, y se emplea una escala de uno a cinco (valores enteros) definida por el grupo de expertos, donde uno se corresponde con la severidad más baja y cinco con la más elevada (ver tabla 2.2).

Como la clasificación de gravedad o severidad de los fallos se basa en su efecto, todas las causas potenciales de fallo para un efecto particular de fallo, reciben la misma clasificación de gravedad.

Etapa 2: Identificación y análisis de las causas potenciales

Esta etapa persigue identificar las causas de las fallas detectadas y calcular su probabilidad de ocurrencia. Se desarrolla a través de los pasos siguientes:

Paso 2.1 Identificar las causas de las fallas

En este paso el grupo de expertos identifica todas las causas potenciales de fallo, atribuibles a cada modo de fallo. Las causas se identifican de forma concisa y lo más completas posibles, de modo que las acciones correctivas y/o preventivas se orienten hacia las causas pertinentes.

Tabla 2.2. Clasificación del fallo según su gravedad o severidad

CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.

Categoría de severidad		Descripción
5	Muy elevada	Cuando el fallo causa la pérdida total del servicio cuyo efecto provoca riesgos graves a la seguridad del cliente, trabajador y/o medio ambiente.
4	Elevada	Cuando el fallo causa un alto grado de insatisfacción en el servicio cuyo efecto provoca riesgos moderados para la seguridad del cliente, trabajador y/o medio ambiente.
3	Media	Cuando el fallo causa cierto descontento con el servicio cuyo efecto provoca riesgos leves para la seguridad del cliente, trabajador y/o medio ambiente.
2	Baja	Cuando el fallo causa un mínimo inconveniente en el servicio cuyo efecto no afecta la calidad del servicio ni la seguridad del cliente, trabajador y/o medio ambiente.
1	Muy baja	Cuando el fallo influye de manera muy leve en las características del servicio siendo poco apreciable por el cliente.

Paso 2.2 Calcular la probabilidad de ocurrencia de las causas (O)

En este paso se determina la probabilidad de que una causa específica se produzca y de lugar al modo de fallo. El equipo de trabajo identifica los controles existentes para prevenir las causas del fallo y detectar el efecto resultante. Con esta información se valora la probabilidad de ocurrencia de los fallos, según la escala¹ que se propone en la tabla 2.3. El valor inferior se asigna cuando el fallo nunca haya ocurrido, lo que se corresponde con la menor probabilidad de ocurrencia. El valor superior se asigna cuando sea seguro que el fallo se producirá de forma frecuente, por lo que su probabilidad de ocurrencia es muy elevada.

Tabla 2.3. Clasificación del fallo según su probabilidad de ocurrencia

Categoría de severidad		Descripción
5	Muy elevada	Es seguro que el fallo se producirá frecuentemente.
4	Elevada	El fallo se ha presentado frecuentemente en el pasado.
3	Media	Fallo aparecido ocasionalmente.
2	Baja	Muy pocos fallos en circunstancias pasadas similares.

1	Muy baja	Fallo inexistente en el pasado.
---	----------	---------------------------------

Etapa 3: Análisis de riesgos

Esta etapa se desarrolla en tres pasos, en el primero se identifican y evalúan los riesgos, en el segundo se proponen las medidas correctivas y/o de mejora, y en el tercero se realiza una propuesta para el control de los riesgos.

Paso 3.1 Identificación y evaluación de los riesgos

Como plantea (Madrigal, 2004), un riesgo es la combinación de la probabilidad o frecuencia de ocurrencia de un peligro definido, y de la severidad o magnitud de las consecuencias de este hecho indeseable.

A partir de este criterio, y con la consideración de los fallos potenciales que se detecten, la severidad de los efectos, y la probabilidad de ocurrencia de las causas, el equipo de trabajo define los riesgos en el proceso analizado. Se trata de identificar formalmente los riesgos susceptibles de generar no conformidades para el servicio (calidad); los riesgos de accidentes laborales (seguridad laboral) y riesgos que pueden generar daños medioambientales reales o potenciales, asociados a la actividad de la organización.

El riesgo que se considere tiene que ser de tal índole, que su eliminación o reducción hasta niveles tolerables sea esencial para la prestación de un óptimo servicio de calidad.

Con esta información el grupo de expertos elaborará una matriz para analizar el impacto de los riesgos en la organización (ver tabla 2.4).

Tabla 2.4. Matriz de riesgo

Ocurrencia (O)	Severidad (S)				
	5	4	3	2	1
5	25 (extremo)	20 (extremo)	15 (extremo)	10 (alto)	5 (alto)
4	20 (extremo)	16 (extremo)	12 (alto)	8 (alto)	4 (moderado)
3	15 (extremo)	12 (extremo)	9 (alto)	6 (moderado)	3 (bajo)
2	10 (extremo)	8 (alto)	6 (moderado)	4 (bajo)	2 (bajo)
1	5 (alto)	4 (moderado)	3 (moderado)	2 (bajo)	1 (bajo)

Los riesgos se categorizan, según su impacto en los procesos, como extremos, altos, moderados y bajos, en dependencia del valor obtenido al multiplicar severidad por probabilidad de ocurrencia. Una vez evaluados en estas categorías se consideran para el

CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.

cálculo del Nivel de Prioridad de Riesgo (NPR) los riesgos moderados, altos y extremos. En el caso de que el riesgo sea bajo se debe registrar su incidencia y mantenerlo en observación para cualquier cambio de estado.

Para dar prioridad a los riesgos identificados, el equipo de trabajo evalúa la eficacia de los controles actuales en cada proceso, y determina la probabilidad de no detectar el fallo (D).

En la tabla 2.5 se muestra la escala a utilizar en este caso. El valor 1 cuantifica el efecto del fallo cuando es obvio, y resulta improbable que no se detecte por los controles existentes, el valor 5 se utiliza cuando el efecto del fallo es muy difícil de detectar, por lo que con mucha probabilidad llegará al cliente y/o al trabajador.

Tabla 2.5. Clasificación del fallo según la probabilidad de no detección

Probabilidad de no detección		Descripción
5	Muy elevada	Los controles existentes no detectan el fallo, o no existe control, por lo que llegara al cliente y/o al trabajador.
4	Elevada	Los controles tienen poca probabilidad de detección del fallo, por lo que con relativa frecuencia llegan al cliente y/o al trabajador.
3	Media	El fallo es de tal naturaleza que aun existiendo control puede no ser detectado.
2	Baja	El fallo, aunque es obvio y fácilmente detectable, podría escapar a algún control primario, pero sería posteriormente detectados.
1	Muy baja	El fallo es obvio. Resulta muy improbable que no se detecte por los controles existentes.

Con el conocimiento de la probabilidad de no detección se calcula el Nivel de Prioridad de Riesgo (NPR), el cual permite priorizar la causa potencial de fallo, para posibles acciones correctoras. La expresión matemática (2.2) está dada por la multiplicación del índice de gravedad de cada falla (S) por cada una de las probabilidades correspondientes de ocurrencia (O) y de no detección (D) de la falla:

$$NPR = S * O * D \quad (2.2)$$

Al determinar los NPR, el grupo de experto está en capacidad de evaluar la prioridad relativa para el tratamiento de cada riesgo. La prioridad para acciones correctivas, ya sea para prevenir la causa, o por lo menos, para emplear mejores controles de detección, es para los riesgos con NPR mayor que 25 y que la severidad sea 4 o 5,

CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.

independientemente del valor alcanzado por el NPR. Estas características se consideran como críticas.

En los anexos 6 y 7 se muestran los resultados obtenidos tras aplicar la secuencia de pasos de las etapas uno, dos y el paso 3.1 de la etapa tres del procedimiento seleccionado. Al concluir este análisis se tiene en cuenta el criterio establecido de los valores de severidad y NPR para priorizar los riesgos definidos por el grupo de expertos y se identifican los modos de fallo críticos para el proceso (ver tabla 2.6 y 2.7).

**CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB
EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.**

Tabla 2.6. Prioridad para el análisis de los riesgos en el transformador.

Parte del proceso	Modo de fallo	Efecto de fallo	S	NPR
Entrada del transformador	Ruptura de los aisladores.	Afectaciones en el funcionamiento del transformador.	5	40
	Mala operación del pararrayo.	Entrada de sobretensiones externas. Fallo del aislamiento interno.	5	30
	Deficiente sistema puesta a tierra.	Entrada al transformador de sobretensiones de mayor magnitud. Problemas al drenar la corriente de cortocircuito.	5	40
Transformador	Mala fabricación del transformador.	Papel aislante quebradizo en bobinas de alta y/o baja tensión. Cortocircuito entre el devanado de baja tensión y partes metálicas. Cortocircuito entre el devanado de alta tensión y partes metálicas. Papel aislante agrietado en los terminales de alta y/o baja tensión.	5	20
	Envejecimiento del transformador.	Deterioro del papel aislante en alta y/o baja tensión.	4	32
	Ruptura de los aislamientos internos.	Cortocircuito interno.	5	30
	Sobrecarga del transformador.	Deformación en los terminales de baja tensión. Deterioro de la pintura interna del tanque. Aceite enrojecido y formación de lodo.	5	64

**CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB
EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.**

		Deslizamiento en los bobinados de baja tensión. Sobrecalentamiento del transformador. Ruptura del aislamiento interno.		
	Sobretensión en el transformador.	Aisladores de alta tensión ennegrecidos. Perforación de la bobina de alta tensión. Cortocircuito entre las espiras pertenecientes a las primeras o ultimas capas de alta tensión. Evidencia de explosión en el núcleo o tanque. Evidencia de explosión entre los devanados de alta y baja tensión. Ruptura del devanado de alta tensión. Aceite de color ennegrecido.	5	100
	Descarga parcial.	Fallas internas que generan gases.	4	64
	Alto nivel de tensión.	Descargas parciales que aceleran el envejecimiento de los aislantes.	4	64
	Sobrecalentamiento de los bobinados.	Afectaciones al aislamiento interno.	4	80
	Vibraciones del transformador.	Movimiento del núcleo. Movimiento de los devanados.	4	48
	Perdida de enfriamiento.	Sobrecalentamiento del transformador.	4	32
Salida del	Ruptura de los aisladores.	Afectaciones en el funcionamiento del transformador.	5	30

**CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB
EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.**

transformador	Cortocircuito en el secundario del transformador.	Evidencia de deformación en la válvula de sobrepresión. Cortocircuito del devanado de baja tensión. Bobinas de alta tensión desplazadas.	5	20
	Problemas en acometidas.	Cortocircuito.	5	20

CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.

Como resultado significativo de este proceso dentro del análisis de los riesgos al transformador, a la entrada del mismo, se puede apreciar que la ruptura de los aisladores, el deficiente sistema puesta a tierra y la mala operación del pararrayo tienen como efecto afectaciones en el funcionamiento del transformador, la entrada de sobretensiones de mayor magnitud y el fallo del aislamiento interno respectivamente, lo cual está relacionado con causas tales como la mala manipulación del equipo y la ejecución del sistema puesta a tierra, la pérdida del conductor de tierra por vandalismo o ruptura, mala selección del pararrayo o que el mismo esté en mal estado.

Dentro del transformador los principales modos de fallo son la sobretensión en el transformador y el sobrecalentamiento de los bobinados que no tienen control existente. Estos tienen como efectos aisladores de alta tensión ennegrecidos, perforación de la bobina de alta tensión, la evidencia de explosión en el núcleo o tanque, además de, entre los devanados de alta y baja tensión, la ruptura del devanado de alta tensión y las afectaciones al aislamiento interno. Las causas identificadas están relacionadas con la ocurrencia de descargas atmosféricas, la sobrecarga del transformador, la falla de refrigeración y el cortocircuito interno por lo que es necesario considerar acciones de mejora que disminuyan la probabilidad de ocurrencia de estas causas.

Por otro lado, a la salida del transformador, se aprecia que la ruptura de los aisladores trae afectaciones en el funcionamiento del transformador lo que está causado por la mala manipulación del equipo.

**CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB
EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.**

Tabla 2.7. Prioridad para el análisis de los riesgos al cliente final.

Parte del proceso	Modo de fallo	Efecto de fallo	S	NPR
Entrada del transformador.	Terminales de alta tensiones flojas.	Perdida del servicio. Intermitencia en el servicio.	5	20
	Ruptura de los aisladores.	Perdida del servicio. Variación en la tensión de alimentación.	5	40
	Mala operación del pararrayo.	Entrada de sobretensiones externas. Afectaciones a equipos conectados al servicio.	5	30
	Deficiente sistema puesta a tierra.	Entrada de sobretensiones externas. Afectaciones a equipos conectados al servicio.	5	40
	Ruptura del conductor primario.	Perdida del servicio.	5	15
	Falsocontacto en la toma de alimentación.	Intermitencia en el servicio. Afectaciones a equipos conectados al servicio.	5	40
Transformador	Mala fabricación del transformador.	Perdida del servicio.	5	20
	Ruptura de los aislamientos internos.	Perdida del servicio.	5	30
	Sobrecarga del transformador.	Perdida del servicio. Variación en la tensión de alimentación.	5	40

**CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB
EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.**

	Sobretensión en el transformador.	Sobrevoltaje. Perdida del servicio.	5	100
	Descarga parcial.	Intermitencia en el servicio. Perdida del servicio.	5	80
	Alto nivel de tensión.	Perdida del servicio. Sobrevoltaje.	5	80
	Sobrecalentamiento de los bobinados.	Perdida del servicio.	5	100
	Vibraciones del transformador.	Perdida del servicio.	5	60
	Perdida de enfriamiento.	Perdida del servicio.	5	40
	Acumulación de polvo, aceite y corrosión.	Perdida del servicio.	5	20
Salida del transformador	Terminales de baja tensiones flojas.	Intermitencia en el servicio. Perdida del servicio.	5	20
	Ruptura de los aisladores.	Intermitencia en el servicio. Perdida del servicio.	5	30
	Fuga de aceite.	Perdida del servicio. Afectaciones al MA	5	20
	Cortocircuito en el secundario del transformador.	Perdida del servicio.	5	20
	Problemas en acometidas.	Perdida del servicio.	5	20

**CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB
EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.**

		Intermitencia en el servicio.		
--	--	-------------------------------	--	--

CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.

Como resultado significativo de este proceso dentro del análisis de los riesgos al transformador, a la entrada del mismo, se puede apreciar que la ruptura de los aisladores, el deficiente sistema puesta a tierra y el falsocontacto en la toma de alimentación tienen como efecto de manera general la pérdida o intermitencia del servicio, afectaciones a equipos conectados al servicio y entrada de sobretensiones externas lo cual está relacionado con causas tales como la mala manipulación del equipo y la ejecución del sistema puesta a tierra, la pérdida del conductor de tierra por vandalismo o ruptura, la mala ejecución del empalme y la oxidación de los componentes.

Dentro del transformador los principales modos de fallo son la sobretensión en el transformador y el sobrecalentamiento de los bobinados que no tienen control existente. Estos tienen como efectos de manera general el sobrevoltaje y la pérdida del servicio. Las causas identificadas están relacionadas con la ocurrencia de descargas atmosféricas, la sobrecarga del transformador, la falla de refrigeración y el cortocircuito interno por lo que es necesario considerar acciones de mejora que disminuyan la probabilidad de ocurrencia de estas causas.

Por otro lado, a la salida del transformador, se aprecia que la ruptura de los aisladores trae afectaciones en el funcionamiento del transformador lo que está causado por la mala manipulación del equipo.

En el análisis del proceso aparece la severidad de los efectos, la cual se tendrá en cuenta, junto con el NPR, para realizar el paso 3.2 de la etapa tres, el cual consiste en proponer las medidas preventivas, correctivas y/o de mejora.

Paso 3.2 Propuesta de medidas preventivas, correctivas y/o de mejora

En este paso el grupo de expertos elabora un informe con los resultados obtenidos, los cuales indican la necesidad de acciones correctivas, preventivas y/o de mejora que se requieren para eliminar los riesgos o para reducir su presentación a niveles aceptables.

Las acciones tienen que estar dirigidas a:

1. Reducir la gravedad de los efectos de los fallos.
2. Reducir probabilidad de ocurrencia.
3. Aumentar la probabilidad de detección del problema.

Debe darse prioridad a acciones preventivas encaminadas a disminuir la gravedad de los efectos a través del rediseño del proceso, y reducir la probabilidad de ocurrencia de las causas y/o los fallos detectados rompiendo la relación causa -efecto y controlando la causa. Las acciones correctoras estarían encaminadas a disminuir la probabilidad de no detección, para lo cual es necesario actuar sobre el control de calidad establecido para controlar el modo de fallo. Todo lo anterior permite asegurar que la salida del proceso sea conforme con los requisitos identificados, es decir, para alcanzar la eficacia del mismo.

CAPÍTULO II. APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO PARA LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA UEB EMPRESA ELÉCTRICA DE VILLA CLARA.

En la tabla 2.8 se muestran las tareas a desarrollar en la organización para minimizar los riesgos detectados.

Tabla 2.8. Propuestas para la mejora del proceso

Acción de mejora	Fecha de cumplimiento
Evaluación de desempeño al personal que realiza trabajos que afecten la calidad del servicio.	
Diagnóstico de las necesidades de formación	Anual
Planificar acciones de formación	Anual
Evaluar el desempeño	Anual
Garantizar los recursos necesarios para el desempeño óptimo del proceso.	
Realizar acciones de mantenimiento preventivo a los equipos	Según plan
Usar los productos o medios de protección y sanidad que se requieran para llevar a cabo el mantenimiento	Permanente
Gestionar de manera correcta el proceso de selección del pararrayo	
Identificar el tipo de transformador y el nivel de tensión que le corresponde	Según norma
Realizar prueba dinámica a una muestra de pararrayos	Según lote enviado
Actualización de los monolineales en conjunto con la carga conectada al transformador.	Sistemático
Diseñar el sistema de control ante descarga atmosférica	
Análisis de la incorporación del cable protector a la línea de distribución	Anual
Actualización del sistema puesta a tierra en el punto final del circuito de distribución para proteger al cliente final	Permanente

Como se aprecia, para lograr la mejora del proceso es fundamental actuar sobre el desempeño del personal que labora en el mismo, además del cumplimiento del proceso según lo que establece el manual y garantizar su actualización en función de su constante mejoramiento. Se une a ello, garantizar los recursos necesarios para el desempeño óptimo del proceso cumpliendo con las acciones de mantenimiento preventivo a los equipos con un uso correcto de los medios de protección y sanidad necesarios. A su vez, gestionar de manera correcta el proceso de selección del pararrayo y la actualización de los monolineales en conjunto con la carga conectada al transformador. Finalmente, el diseño del sistema de control ante descarga atmosférica a

través del análisis de la incorporación del cable protector a la línea de distribución y la actualización del sistema puesta a tierra en el punto final del circuito de distribución para proteger al cliente final.

2.7 Conclusiones parciales

1. Se detectó que en la institución los riesgos están identificados de manera general, por lo que se hizo evidente la aplicación del procedimiento de Escoriza Martínez (2010) para identificar, analizar y dar respuesta a los riesgos que se expone diariamente en los transformadores de distribución y el efecto que tienen sobre el equipo y a su vez sobre el cliente final.
2. Mediante el análisis modal de fallos y efectos del proceso de distribución con un efecto para el transformador y para el cliente final, se identificaron 23 posibles modos de fallos tanto para el equipo como para el servicio, de los cuales 16 se establecieron como prioridades con un efecto en el equipo y 20 con un efecto en el cliente final, para la propuesta de acciones preventivas correctivas y/o de mejora en este proceso. Se identificó con mayor nivel de prioridad de riesgo (NPR) con un efecto en el transformador la sobretensión en el mismo y con un efecto en el cliente final la sobretensión en el transformador y el sobrecalentamiento de los bobinados.
3. Las mejoras identificadas para dicho proceso están dirigidas a evaluar el desempeño del personal que realiza trabajos que afectan la calidad del servicio, garantizar los recursos necesarios para el desempeño óptimo del proceso y gestionar de manera correcta el proceso de selección del pararrayo, además de la actualización de los monolineales en conjunto con la carga conectada al transformador y el diseño del sistema de control ante descarga atmosférica.

Conclusiones generales

1. Se seleccionó, por criterio de la autora, el procedimiento de Escoriza Martínez (2010), pues a través del mismo se pueden gestionar los riesgos, en el caso de la investigación, que se expone diariamente en los transformadores de distribución y el efecto que tienen sobre el equipo y a su vez sobre el cliente final. Se realizaron los ajustes pertinentes, aplicándose solo la fase II: análisis de los procesos, precisamente al proceso de distribución, principalmente a la entrada del transformador de distribución, dentro de mismo y a la salida por ser un elemento clave dentro del proceso.
2. Los transformadores constituyen los vínculos necesarios entre los distintos subsistemas de un SEP (generación, transmisión, distribución). La falla o mal funcionamiento de un transformador de distribución produce impactos negativos en la red como lo son: alteraciones en la estabilidad del SEP, sobrecarga de otros elementos de la red, suministro de energía con baja calidad, etc.
3. Como resultado del diagnóstico, se detectó que a pesar de que en la entidad se tienen identificados los riesgos biológicos, químicos, físicos y los ocasionados por electricidad, existen deficiencias en la gestión de riesgos que, dadas por el incumplimiento de algunos de los programas, y la influencia de la inestabilidad del personal en su capacitación.
4. Se realizó un análisis modal de fallos y efectos, se identificaron los modos de fallos críticos para los cuales se propusieron tareas a desarrollar en la organización para mejorar el proceso.

Recomendaciones

1. Implementar las acciones de mejora propuestas en el proceso de distribución para contribuir a elevar la calidad del servicio prestado.
2. Continuar la aplicación de las etapas restantes del procedimiento en el proceso de distribución y sistematizar su aplicación para garantizar el éxito de la propuesta.

Bibliografía

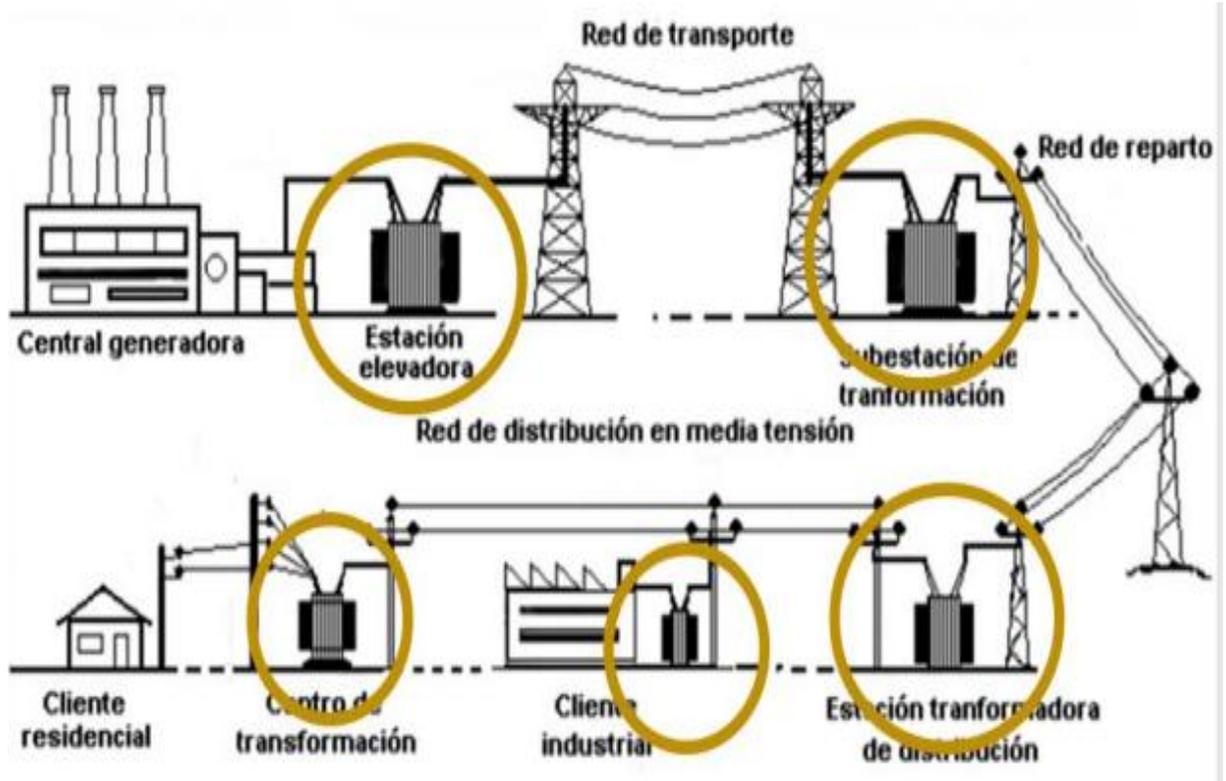
1. (MFP), M. D. F. Y. P. 2003. Resolución 297/03.
2. Alba Betancourt, O. A. 2016. Modelación de Transitorios Electromagnéticos en Transformadores Eléctricos. Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas.
3. CGRC 2009. Resolución 60-11 Sobre las Normas del Sistema.
4. Corella, J. 1996. La Gestión de servicios de salud. .
5. Cuatrecasas, L. 1999. Gestión integral de la Calidad. Implantación, Control y Certificación.
6. Chapman, S. Transformadores. 2, 62.
7. Electricas, I. 2005. Transformadores de distribución y potencia. In: ABB (ed.).
8. Escoriza Martínez, T., Abreu Ledón, r. & Machado Osés, c. . 2010. Aplicación de un procedimiento para la determinación y evaluación de los fallos en un banco de sangre. . Universidad Central "Marta Abreu" de las Villas.
9. Galarce, C. J. 1995. De la historia al mito:" Las Actas" de un cronista. .
10. Gutiérrez, F. E. R. julio 2012. Sistema de Diagnostico de Fallas en Aislamientos de Transformadores. Universidad Nacional Autónoma de México.
11. Gutiérrez, H. A. R. D. L. V. 2007. Control estadístico de calidad y Seis Sigma.
12. ISO 2009a. Gestión de Riesgos - Principios y Guías NORMA INTERNACIONAL ISO 31000 Primera edición.
13. ISO 2015. NC- ISO 9000: 2015 Sistemas de Gestión de la Calidad Fundamentos y Vocabulario. .
14. ISO, I. O. F. S. 2009b. ISO Guide 73:2009: Risk management: Vocabulary.
15. ISO, I. O. F. S. A. I. E. C. I. 2009c. ISO y IEC. ISO/IEC 31010:2009: Risk management: Risk assessment techniques.

Bibliografía

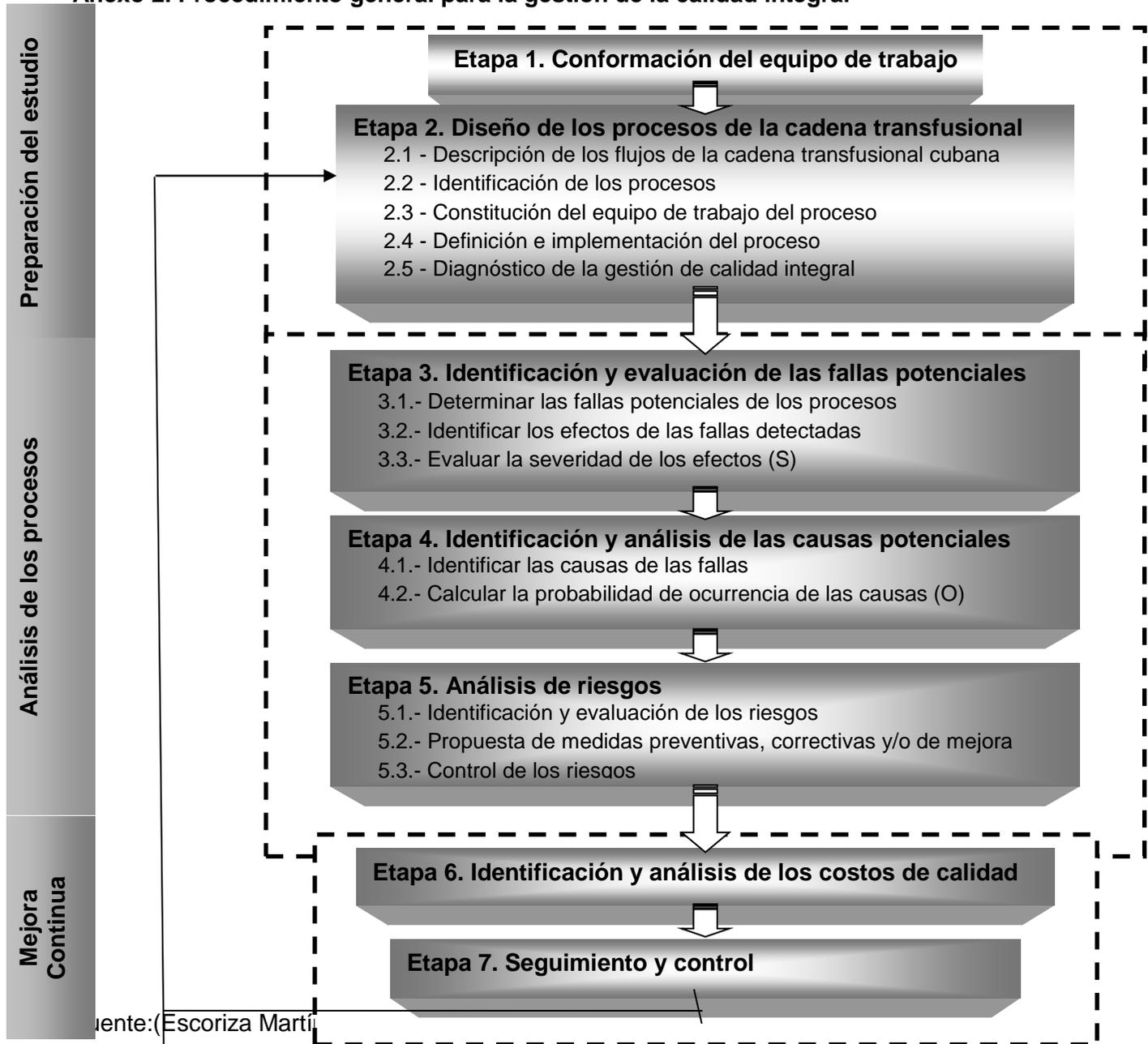
16. Jiménez, Y. H. 2014. Aplicación de un procedimiento para la gestión de riesgos por procesos en el Hotel "Los Caneyes". Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas.
17. Medina Velecela, R. D. 2017. Desarrollo de indicadores para el análisis de riesgo en parques de transformadores de potencia dentro de un contexto de gestión de activos físicos. Universidad Nacional de San Juan.
18. Méndez González, C. 2017. Aplicación de un procedimiento para la gestión de riesgos en el proceso de servicio gastronómico en el hotel Los Caneyes de Villa Clara., Universidad Central" Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara.
19. Otero López, M. J. 2003. Errores de medicación y gestión de riesgos. Rev Esp Salud Pública, 77, pp. 527-540.
20. Peña, J. C. 2001. AMFE: Análisis Modal de Fallos y Efectos.
21. Sheldon, E. A. 2005. COSO y el Marco de Gestión Integral de Riesgos.
22. SIGET 2014. Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

Anexos

Anexo 1: Presencia de los transformadores eléctricos en un SEP. **DIAG-09 Osleni Alba-Cuba UCLV ALTAE 2017**



Anexo 2. Procedimiento general para la gestión de la calidad integral



Anexo 3. Procedimiento a aplicar para la gestión de riesgos. Análisis de los procesos



Fuente: (Escoriza Martínez, 2010)

Anexo 4. Lista de chequeo de la Resolución No. 297 con Modificaciones de la ley 60

Compliment del control intern				
No.	Elements	Si	No	Observation
1	Ambient de control			
1.1	Existe un documento con las actividades de la organización (manual o reglamento)	X		
1.2	Existe un registro de las actividades en la defensa que se desarrollan en la organización	X		
1.3	Existe un registro con el control de las actividades de los trabajadores para tiempo de guerra	X		
1.4	En las actas de los Consejos de Dirección se chequea el plan de prevención trimestralmente	X		
1.5	En las actas de los Consejos de Dirección se chequea el sistema de control interno trimestralmente	X		
1.6	En las actas de los Consejos de Dirección se realizan análisis de la situación económico-financiera trimestralmente	X		Es mensual
1.7	Existen y están establecidas las actividades a desarrollar por el Comité de Control, en caso de que exista	X		
1.8	En caso de auditoría están las actas de los Consejos de Dirección con el Análisis de las Auditorías	X		
1.9	Existe el acta del Consejo de Dirección donde se aprueban los objetivos y estrategias de la organización	X		
1.10	La estructura organizativa se corresponde con la estructura aprobada	X		
1.11	El personal conoce y está documentado su profesiograma	X		
1.12	Los profesiogramas son del dominio del Dpto. de Gestión de Recursos Humanos y en los niveles de dirección que poseen autoridad de decisión de	X		

	contratación y de evaluación de desempeño			
1.13	Existe un plan de superación y entrenamiento para todos los trabajadores	X		
1.14	Existen normas y procedimientos documentados	X		
Total:		14	0	
Índice de cumpliment:		100%		
2	Evaluación de riesgos			
2.1	Están identificados todo tipo de riesgos para el cumplimiento de los objetivos		X	
2.2	Están identificados los recursos necesarios para darle cumplimiento a los objetivos (presupuesto)	X		
2.3	Están identificadas las causas que provocan los riesgos identificados		X	No en todos los casos
2.4	Está identificada la frecuencia de ocurrencia de los riesgos	X		
2.5	Está identificado el valor de la pérdida que podría resultar de ocurrir cualquier riesgo	X		
2.6	Existen medidas concretas para controlar y eliminar las causas de los riesgos	X		
2.7	En el plan de prevención se ha tenido en cuenta el análisis de los riesgos referidos al control de los recursos	X		
2.8	Existen recursos de protección contra incendios adecuados	X		
2.9	Existe el acta de asamblea de trabajadores donde se discute el plan de prevención	X		
Total		7	2	
Índice de cumpliment:		77.77%		
3	Activities de control			
3.1	Están identificadas las actividades de control	X		
3.2	Existen las actas del conteo físico del 10% de AFT	X		

3.3	Se concilia con Dirección de Economía el conteo físico	X		
3.4	Existen las actas de responsabilidad material para la custodia de los activos	X		
3.5	Existe el plan de seguridad informática	X		
3.6	Stan actualizados los antivirus	X		
3.7	Están definidos los accesos a los diferentes locales (equipos de computación y almacenes)	X		
Total		7	0	
Índice de cumplimiento:		100%		
4	Supervisión y monitoreo			
4.1	Hay evidencias de que se supervisa el cumplimiento de los componentes del control interno, existe plan de control (acción, alcance, frecuencia y responsable, como mínimo).	X		
4.2	Están establecidos los controles del plan de prevención.	X		
4.3	Están definidas las formas y periodicidad que los jefes de área deben informar al superior sobre la situación del control interno en su área.	X		
4.4	Hay seguimiento de las auditorias.	X		
Total		4	0	
Índice de cumplimiento		100%		

Anexo 5. Procedimiento de selección de expertos

Al determinar el número de expertos, que en la investigación serán 5, se entra en la selección de los expertos finales que conformarán el grupo de trabajo, las cuales se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Relación de expertos seleccionados

No.	Nombre y Apellidos	Responsabilidad que desempeña
1	Ing. Osleni Antonio Alba Betancourt	

Anexos

2		
3		
4		
5		

Anexo 6. Resultados del análisis del proceso con un efecto para el transformador.

Parte del proceso	Modo de fallo	Efecto de fallo	S	Causas de fallo	O	Riesgo=S*O	Controles actuales	D	NPR
Entrada del transformador.	Terminales de alta tensiones flojas.	Cortocircuito en el primario del transformador.	4	Mala manipulación del equipo	2	8 (alto)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	16
		Puntos calientes.	3			6(moderado)			12
		Falso contacto en el primario del transformador.	4			8(alto)			16
		Afectaciones del aislamiento externo (Bushing o pasatap)	4			8(alto)			16
	Sobredimensionamiento del fusible a la entrada del transformador.	Calentamiento excesivo del transformador.	4	Mala selección del fusible	2	8(alto)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	16
		Sobrecarga del transformador.	4			8(alto)			16
	Ruptura de los	Afectaciones en el	5	Mala	3	15(extremo)	Mantenimiento	2	30

	aisladores.	funcionamiento del transformador.		manipulación del equipo.			preventivo (inspección visual)		
				Corrosión	4	20(extremo)			
	Mala operación del pararrayo.	Entrada de sobretensiones externas.	5	Mala selección del pararrayo.	2	10(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	20
				Pararrayo en mal estado.	3	15(extremo)			30
		5	Fallo del aislamiento interno.	Mala selección del pararrayo.	2	10(extremo)			20
				Pararrayo en mal estado.	3	15(extremo)			30
	Deficiente sistema puesta a tierra.	Entrada al transformador de sobretensiones de mayor magnitud.	5	Mala ejecución del sistema puesta a tierra.	3	15(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	30
				Perdida del conductor de tierra por vandalismo o ruptura.	4	20(extremo)			40
		4	Problemas al drenar la corriente de cortocircuito.	Mala ejecución del sistema puesta a tierra.	3	12(extremo)			24

				Perdida del conductor de tierra por vandalismo o ruptura.	4	16(extremo)			32
	Ruptura del conductor primario.	Falta de alimentación del transformador.	2	Deterioro del conductor primario.	3	6(moderado)	No hay controles existentes.	1	6
	Falsocontacto en la toma de alimentación.	Intermitencia en la alimentación del transformador.	2	Mala ejecución del empalme.	3	6(moderado)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	12
				Oxidación de los componentes.	4	8(alto)			16
Transformador	Mala fabricación del transformador.	Papel aislante quebradizo en bobinas de alta y/o baja tensión.	5	Bajo aislamiento.	2	10(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	20
		Presencia de agua en el aceite.	4			8(alto)			16
		Aceite de color enrojecido.	4			8(alto)			16
		Cortocircuito entre el devanado de baja tensión y	5			10(extremo)			20

	partes metálicas.							
	Cortocircuito entre el devanado de alta tensión y partes metálicas.	5			10(extremo)			20
	Papel aislante agrietado en los terminales de alta y/o baja tensión.	5			10(extremo)			20
Envejecimiento del transformador.	Alta presencia de carbón en el aceite.	3	Sobrexplotación de la vida útil del transformador.	4	12(alto)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	24
	Deterioro del papel aislante en alta y/o baja tensión.	4			16(extremo)			32
	Deterioro de la pintura interna del tanque.	2			8(alto)			16
	Aceite ennegrecido	3			12(alto)			24
Ruptura de los aislamientos	Cortocircuito	5	Mala manipulación	3	15(extremo)	Mantenimiento preventivo (2	30

internos.	interno.		del equipo.			inspección visual)		
Sobrecarga del transformador.	Deformación en los terminales de baja tensión.	4	Variación de la carga.	4	16(extremo)	No hay controles existentes.	4	64
			Mala selección del transformador.	4	16(extremo)			64
			Aumento de la carga.	4	16(extremo)			64
	Deterioro de la pintura in terna del tanque.	3	Variación de la carga.	4	12(alto)			48
			Mala selección del transformador.	4	12(alto)			48
			Aumento de la carga.	4	12(alto)			48
	Aceite enrojecido y formación de lodo.	3	Variación de la carga.	4	12(alto)			48
			Mala selección del transformador.	4	12(alto)			48
			Aumento de la carga.	4	12(alto)			48
	Deslizamiento en	4	Variación de la	4	16(extremo)			64

		los bobinados de baja tensión.		carga.					
				Mala selección del transformador.	4	16(extremo)			64
				Aumento de la carga.	4	16(extremo)			64
		Sobrecalentamiento del transformador.	4	Variación de la carga.	4	16(extremo)			64
				Mala selección del transformador.	4	16(extremo)			64
				Aumento de la carga.	4	16(extremo)			64
		Ruptura del aislamiento interno.	5	Variación de la carga.	4	20(extremo)			
				Mala selección del transformador.	4	20(extremo)			
				Aumento de la carga.	4	20(extremo)			
		Sobretensión en el transformador.	Aisladores de alta tensión ennegrecidos.	3	Descarga atmosférica.	4			12(alto)

		Perforación de la bobina de alta tensión.	5			20(extremo)			100
		Cortocircuito entre las espiras pertenecientes a las primeras o ultimas capas de alta tensión.	5			20(extremo)			100
		Evidencia de explosión en el núcleo o tanque.	5			20(extremo)			100
		Evidencia de explosión entre los devanados de alta y baja tensión.	5			20(extremo)			100
		Ruptura del devanado de alta tensión.	5			20(extremo)			100
		Aceite de color ennegrecido.	4			16(extremo)			80
	Descarga parcial.	Fallas internas que generan gases.	4	Presencia de furano.	2	8(alto)	No hay controles existentes.	4	32
Envejecimiento				3	12(extremo)	48			

				del aceite.					
				Envejecimiento del papel.	3	12(extremo)		48	
				Humedad del transformador.	4	16(extremo)		64	
Alto nivel de tensión.	Descargas parciales que aceleran el envejecimiento de los aislantes.	4		Manipulación en la línea.	3	12(extremo)	No hay controles existentes.	4	48
				Descarga atmosférica.	4	16(extremo)			64
Sobrecalentamiento de los bobinados.	Afectaciones al aislamiento interno.	4		Sobrecarga del transformador.	4	16(extremo)	No hay controles existentes.	5	80
				Falla de refrigeración.	3	12(extremo)			60
				Cortocircuito.	3	12(extremo)			60
Vibraciones del transformador.	Movimiento del núcleo.	3		Cortocircuito.	3	9(alto)	No hay controles existentes.	4	36
	Movimiento de los devanados.	4				12(extremo)			48
Perdida de enfriamiento.	Sobrecalentamiento del transformador.	4		Mantenimiento inadecuado.	4	16(extremo)	Mantenimiento preventivo	2	32
Acumulación de polvo, aceite y	Falla del aislamiento	4		Mantenimiento	4	16(extremo)	Mantenimiento	1	16

	corrosión.	externo.		inadecuado.			preventivo		
Salida del transformador	Terminales de alta tensiones flojas.	Cortocircuito en el primario del transformador.	4	Mala manipulación del equipo.	2	8(alto)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	16
		Puntos calientes.	3		6(moderado)	12			
		Falso contacto en el primario del transformador.	4		8(alto)	16			
		Afectaciones del aislamiento externo (Bushing o pasatap)	4		8(alto)	16			
Ruptura de los aisladores.	Afectaciones en el funcionamiento del transformador.	5	Mala manipulación del equipo. Corrosión	3	15(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	30	
Fuga de aceite.	Perdida de la pintura.		3	Perforación.	2	6(moderado)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	1	6
				Oxidación del tanque.	4	12(alto)			12
	Tanque deteriorado.		4	Perforación.	2	8(alto)			8
				Oxidación del tanque.	4	16(extremo)			16
Cortocircuito en	Evidencia de	4	Problemas en	4	16(extremo)	Mantenimiento	1	16	

	el secundario del transformador.	deformación en la válvula de sobrepresión.		acometidas o circuitos secundarios			preventivo (inspección visual)	
				Vandalismo	4	16(extremo)		16
				Animales	3	12(extremo)		12
				Ráfagas de viento	3	12(extremo)		12
		Aceite de color ennegrecido.	3	Problemas en acometidas o circuitos secundarios	4	12(alto)		12
				Vandalismo	4	12(alto)		12
				Animales	3	9(alto)		9
				Ráfagas de viento	3	9(alto)		9
		Terminales de baja tensión oscuros.	2	Problemas en acometidas o circuitos secundarios	4	8(alto)		8
				Vandalismo	4	8(alto)		8
				Animales	3	6(moderado)		6
				Ráfagas de viento	3	6(moderado)		6

		Cortocircuito del devanado de baja tensión.	5	Problemas en acometidas o circuitos secundarios	4	20(extremo)			20
				Vandalismo	4	20(extremo)			20
				Animales	3	15(extremo)			15
				Ráfagas de viento	3	15(extremo)			15
		Bobinas de alta tensión desplazadas.	4	Problemas en acometidas o circuitos secundarios	4	16(extremo)			16
				Vandalismo	4	16(extremo)			16
				Animales	3	12(extremo)			12
				Ráfagas de viento	3	12(extremo)			12
	Problemas en acometidas.	Cortocircuito.	5	Problemas en acometidas o circuitos secundarios	4	20(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	1	20
				Vandalismo	4	20			20
				Animales	3	15			15
				Ráfagas de	3	15			15

			viento					
--	--	--	--------	--	--	--	--	--

Anexo 7. Resultados del análisis del proceso con un efecto para el cliente final.

Parte del proceso	Modo de fallo	Efecto de fallo	S	Causas de fallo	O	Riesgo=S*O	Controles actuales	D	NPR
Entrada del transformador.	Terminales de alta tensiones flojas.	Perdida del servicio.	5	Mala manipulación del equipo	2	10(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección	2	20

		Intermitencia en el servicio.	5			10(extremo)	visual)		20
Sobredimensionamiento del fusible a la entrada del transformador.	Calentamiento excesivo del transformador.	4	Mala selección del fusible	2	8(alto)	8(alto)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	16
	Sobrecarga del transformador.	4			16				
Ruptura de los aisladores.	Pérdida del servicio.	5	Mala manipulación del equipo.	3	15(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	30	
			Corrosión	4	20(extremo)			40	
	Variación en la tensión de alimentación.	5	Mala manipulación del equipo.	3	15(extremo)			30	
			Corrosión	4	20(extremo)			40	
Mala operación del pararrayo.	Entrada de sobretensiones externas.	5	Mala selección del pararrayo.	2	10(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	20	
			Pararrayo en mal estado.	3	15(extremo)			30	
	Afectaciones a equipos	5	Mala selección del pararrayo.	2	10(extremo)			20	

		conectados al servicio.		Pararrayo en mal estado.	3	15(extremo)			30
Deficiente sistema puesta a tierra.	Entrada de sobretensiones externas.	5		Mala ejecución del sistema puesta a tierra.	3	15(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	30
				Perdida del conductor de tierra por vandalismo o ruptura.	4	20(extremo)			40
	Afectaciones a equipos conectados al servicio.	5		Mala ejecución del sistema puesta a tierra.	3	15(extremo)			30
				Perdida del conductor de tierra por vandalismo o ruptura.	4	20(extremo)			40
Ruptura del conductor primario.	Perdida del servicio.	5		Deterioro del conductor primario.	3	15(extremo)	No hay controles existentes.	1	15
Falsocontacto en la toma de alimentación.	Intermitencia en el servicio.	5		Mala ejecución del empalme.	3	15(extremo)	Mantenimiento preventivo (2	30

				Oxidación de los componentes.	4	20(extremo)	inspección visual)		40
		Afectaciones a equipos conectados al servicio.	5	Mala ejecución del empalme.	3	15(extremo)			30
				Oxidación de los componentes.	4	20(extremo)			40
Transformador	Mala fabricación del transformador.	Perdida del servicio.	5	Bajo aislamiento.	2	10(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	20
	Envejecimiento del	Afectaciones al	3	Sobreexplotación	4	12(alto)	Mantenimiento	2	24

	transformador.	servicio a largo plazo.		de la vida útil del transformador.			preventivo (inspección visual)		
	Ruptura de los aislamientos internos.	Perdida del servicio.	5	Mala manipulación del equipo.	3	15(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	30
	Sobrecarga del transformador.	Perdida del servicio.	5	Variación de la carga.	4	20(extremo)	No hay controles existentes.	4	40
Mala selección del transformador.				4	20(extremo)	40			
Aumento de la carga.				4	20(extremo)	40			
Variación en la tensión de alimentación.		4	Variación de la carga.	4	16(extremo)	32			
			Mala selección del	4	16(extremo)	32			

				transformador.					
				Aumento de la carga.	4	16(extremo)		32	
	Sobretensión en el transformador.	Sobrevoltaje.	5	Descarga atmosférica.	4	20(extremo)	No hay controles existentes.	5	100
		Perdida del servicio.	5			20(extremo)			100
	Descarga parcial.	Intermitencia en el servicio.	5	Presencia de furano.	2	10(extremo)	No hay controles existentes.	4	40
				Envejecimiento del aceite.	3	15(extremo)			60
				Envejecimiento del papel.	3	15(extremo)			60
				Humedad del transformador.	4	20(extremo)			80
		Perdida del servicio.	5	Presencia de furano.	2	10(extremo)			40
				Envejecimiento del aceite.	3	15(extremo)			60
				Envejecimiento del papel.	3	15(extremo)			60

				Humedad del transformador.	4	20(extremo)			80
Alto nivel de tensión.	Perdida del servicio.	5	Manipulación en la línea.	3	15(extremo)	No hay controles existentes.	4	60	
			Descarga atmosférica.	4	20(extremo)			80	
	Sobrevoltaje.	5	Manipulación en la línea.	3	15(extremo)			60	
			Descarga atmosférica.	4	20(extremo)			80	
Sobrecalentamiento de los bobinados.	Perdida del servicio.	5	Sobrecarga del transformador.	4	20(extremo)	No hay controles existentes.	5	100	
			Falla de refrigeración.	3	15(extremo)			75	
			Cortocircuito.	3	15(extremo)			75	
Vibraciones del transformador.	Perdida del servicio.	5	Cortocircuito.	3	15(extremo)	No hay controles existentes.	4	60	
Perdida de enfriamiento.	Perdida del servicio.	5	Mantenimiento inadecuado.	4	20(extremo)	Mantenimiento preventivo	2	40	

	Acumulación de polvo, aceite y corrosión.	Perdida del servicio.	5	Mantenimiento inadecuado.	4	20(extremo)	Mantenimiento preventivo	1	20
Salida del transformador	Terminales de baja tensiones flojas.	Intermitencia en el servicio.	5	Mala manipulación del equipo.	2	10(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	20
		Perdida del servicio.	5			10(extremo)			20
	Ruptura de los aisladores.	Intermitencia en el servicio.	5	Mala manipulación del equipo.	3	15(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	2	30
		Perdida del servicio.	5			15(extremo)			30
	Fuga de aceite.	Perdida del servicio.	5	Perforación.	2	10(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	1	10
				Oxidación del tanque.	4	20(extremo)			20
		Afectaciones al MA	5	Perforación.	2	10(extremo)			10
				Oxidación del tanque.	4	20(extremo)			20
	Cortocircuito en el secundario del transformador.	Perdida del servicio.	5	Problemas en acometidas o circuitos secundarios	4	20(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	1	20
				Vandalismo	4	20(extremo)			20

				Animales	3	15(extremo)			15
				Ráfagas de viento	3	15(extremo)			15
Problemas en acometidas.	Perdida del servicio.	5	Problemas en acometidas o circuitos secundarios	4	20(extremo)	Mantenimiento preventivo (inspección visual)	1	20	
			Vandalismo	4	20(extremo)			20	
			Animales	3	15(extremo)			15	
			Ráfagas de viento	3	15(extremo)			15	
	Intermitencia en el servicio.	5	Problemas en acometidas o circuitos secundarios	4	20(extremo)			20	
			Vandalismo	4	20(extremo)			20	
			Animales	3	15(extremo)			15	
			Ráfagas de viento	3	15(extremo)			15	

